



CADERNO OPINIÃO

REFLEXÕES SOBRE O SETOR PETRÓLEO: PRÉ-SAL, CESSÃO ONEROSA E SEU EXCEDENTE

AUTORA

Magda Chambriard

abril.2019

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Fernanda de Freitas Moraes

Glaucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Mariana Weiss de Abreu

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva Thiago

Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell

Magda Chambriard

Milas Evangelista de Souza

Nelson Narciso Filho

Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

REFLEXÕES SOBRE O SETOR PETRÓLEO: PRÉ-SAL, CESSÃO ONEROSA E SEU EXCEDENTE

Magda Chambriard

Um clima de otimismo, ainda que moderado, voltou a fazer parte das discussões sobre o setor petróleo no Brasil. O patamar de cerca de US\$ 70 por barril para o óleo tipo Brent, o crescimento do PIB e a elevada produção do pré-sal são base para esse clima positivo, que se apresenta em cada evento que trata do tema.

Agora mesmo em abril, o ajuste no contrato da Cessão Onerosa¹, decorrente de uma negociação ganha-ganha entre a Petrobras e a União, reforçou essa percepção. A negociação envolve o pagamento de US\$ 9 bilhões para a estatal e destrava a licitação do seu excedente², abrindo espaço para que a União receba R\$ 106,561 bilhões em bônus de assinatura³.

Episódios como esses vão tornando cada vez mais comentado o fato de que o Brasil, uma das 10 maiores economias do mundo e é um dos 10 maiores produtores de petróleo⁴ em função do pré-sal, ainda ocupar a 109ª posição de 190 no ranking do *Doing Business* do Banco Mundial⁵.

Não se pode negar que o país tem uma infinidade de recursos petrolíferos a explorar e desenvolver, e que o porte do pré-sal tem sido capaz

¹ Cessão Onerosa é um contrato assinado entre a União e a Petrobras que permite à empresa produzir até 5 bilhões de barris equivalentes nos campos do pré-sal de Búzios (área de Franco), Itapu (Florim), Sépia (NE de Tupi), Sul de Lula (Sul de Tupi), Sul de Sapinhoá (Sul de Guará), Atapu (Entorno de Iara).

² Excedente da Cessão Onerosa é o volume recuperável existente Búzios, Itapu, Sépia, e Atapu que ultrapassa os volumes contratados para serem produzidos na Cessão Onerosa. A Resolução CNPE nº 1/2014 estima que esses excedentes são da ordem de 9,8 a 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente.

³ Cnpe aprova parâmetros técnicos e econômicos para o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa, (MME).

⁴ Segundo BP Statistical Review 2018, os 10 maiores produtores de petróleo e Ign em 2017 foram EUA (13,057 MM bopd), Arábia Saudita (11,951 MM bopd), Rússia (11,257 MM bopd), Iran (4,982 MM bopd), Canadá (4,831 MM bopd), Iraque (4,520 MM bopd), Emirados Árabes (3,935 MM bopd), China (3,846 MM bopd), Kuwait (3,025 MM bopd), Brazil (2,734 MM bopd).

⁵ O *Doing Business* é um levantamento realizado pelo Banco Mundial para avaliar a competitividade e a facilidade de fazer negócios de um país. Mais informações: <http://portugues.doingbusiness.org/pt/rankings>

de atrair as maiores petrolíferas do mundo. No entanto, ele ainda não foi capaz de garantir demanda previsível para os fornecedores de bens e serviços do setor, instalados no país.

Importante observar que, segundo o BP Outlook 2019, em 2040 o petróleo e o gás natural ainda deverão responder por mais da metade da energia consumida no mundo. E que o crescimento da demanda por energia deve vir de países em desenvolvimento como o Brasil, China e Índia.

Em suma, o país tem muito petróleo a desenvolver, o maior mercado consumidor da América do Sul e muito tempo pela frente para utilizar a escala do pré-sal em benefício do desenvolvimento do país.

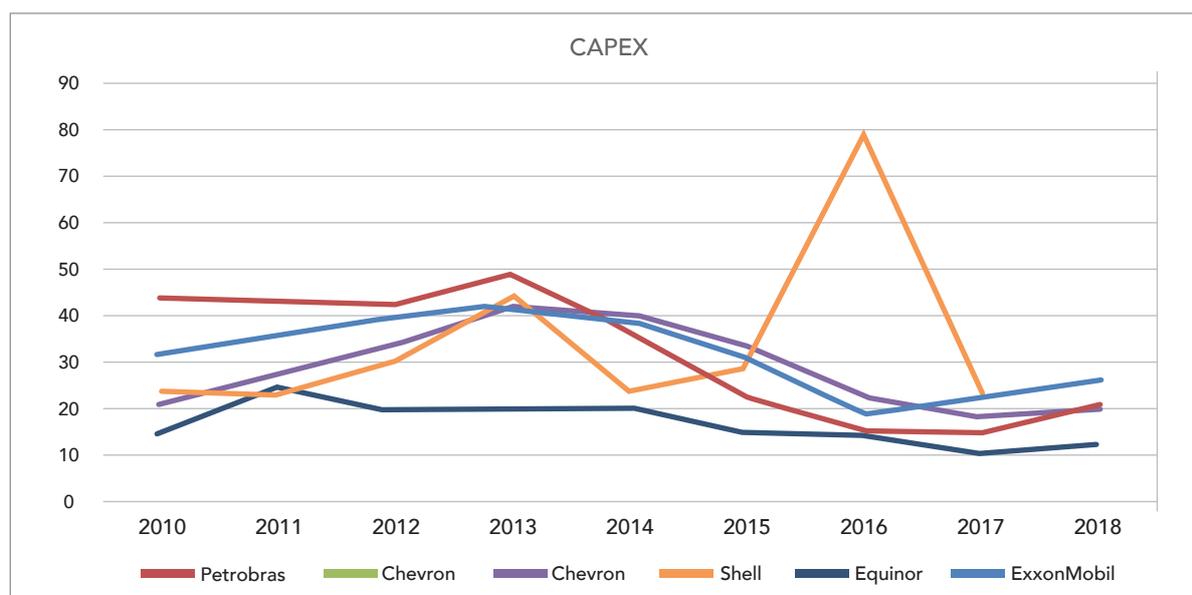
Nesse contexto, cabe a reflexão sobre a importância do Brasil no cenário petrolífero mundial e sobre os caminhos a trilhar na próxima década.

A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL E NO MUNDO

Os investimentos globais em E&P estão voltando a crescer. As preocupações com o curto ciclo de investimentos e com o ajuste do caixa das empresas, pós-2014, parecem ter se atenuado, com o preço do petróleo do tipo Brent retornando ao patamar de US\$ 70/barril, a partir de janeiro de 2019.

Gigantes como a BP, Chevron, Equinor, Exxon/Mobil, Petrobras e Shell aumentaram seus investimentos de 2017 para 2018 (Figura 1). Cresce, ainda que lentamente, o número de poços perfurados (Figura 2). A exploração *offshore* tem resultado em descobertas comerciais, e o Brasil e a Guiana despontam como oportunidades relevantes de produção de óleo no mar. Projetos *offshore* na Austrália fazem do país o primeiro exportador de gás natural do mundo por navio, em um contexto que já faz do GNL⁶ o responsável por 1/3 das exportações globais de gás natural⁷.

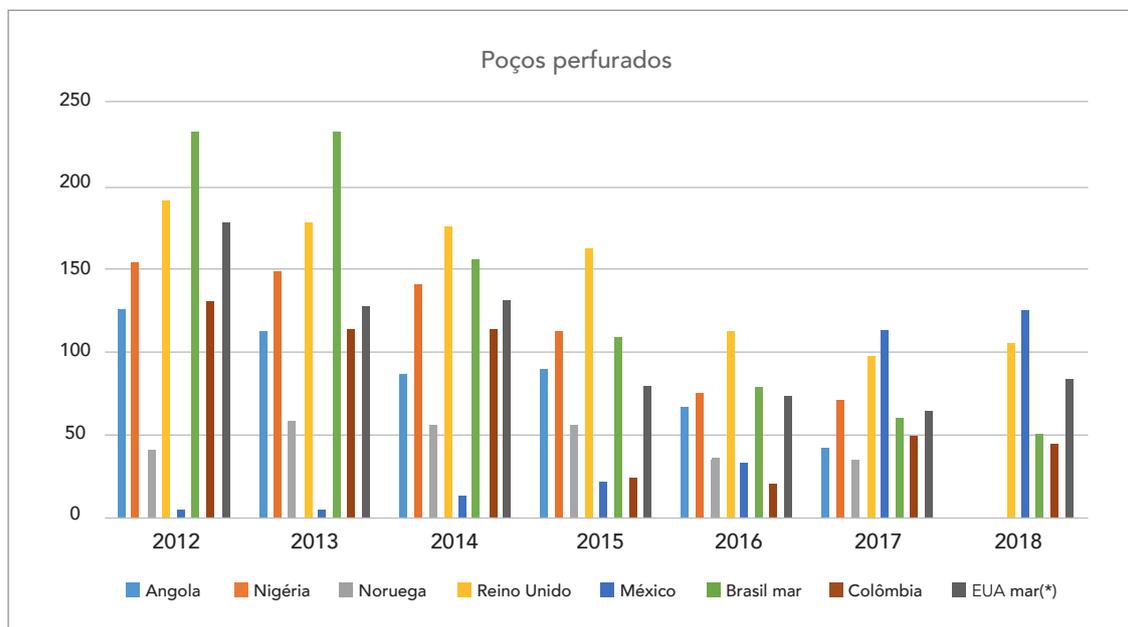
Figura 1: Histórico de Investimentos de Majors do petróleo (em US\$ bilhões)



Fonte: Relatórios Anuais das cias, elaboração própria
Obs. Em 2016, a Shell adquiriu a BG

⁶ Gás natural liquefeito
⁷ BP Statistical Review 2018

Figura 2: Histórico de poços perfurados



Fonte: OPEP, instituições reguladoras, elaboração própria

Obs: (*) poços aprovados pelo Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) para perfuração no mar

Bom para as petroleiras, bom para os fornecedores de bens e serviços. A IHS Markit reportou, em 2019, crescimento significativo do custo das diárias de sondas de perfuração para lâminas d'água superiores a 7.500 ft (cerca de 2.000 m)⁸, refletindo a retomada do interesse por projetos de águas profundas.

Atualmente, enquanto os defensores do ciclo curto de investimentos alardeiam as possibilidades dos investimentos em projetos não convencionais de produção nos EUA, as grandes empresas de petróleo já se convenceram de que há, em águas profundas, horizontes formidáveis a serem explorados, que

podem ser tão ou mais atrativos que os projetos de não convencionais americanos; e o principal exemplo disso é o pré-sal brasileiro.

No Brasil, nos últimos anos, um otimismo, que ainda moderado, levou ao sucesso de diversas licitações de áreas exploratórias com objetivo pré-sal⁹ e à concentração de investimentos no desenvolvimento da produção¹⁰ de óleo e gás.

De 2018 para cá, entraram em operação os campos marítimos de Búzios (gigante do pré-sal sob regime de cessão onerosa), Libra (gigante do pré-sal sob regime de partilha de produ-

⁸ <https://ihsmarkit.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html>

⁹ 14ª e 15ª rodadas de licitação de áreas em regime de concessão e 2ª a 5ª rodadas de licitação sob regime de partilha de produção entre 2017 e 2018.

¹⁰ Os investimentos em exploração ainda são tímidos.

ção) e Tartaruga Verde (pós-sal sob regime de concessão) operados pela Petrobras e o campo de Atlanta (pós-sal sob regime de concessão) operado pela Queiroz Galvão.

E há mais pela frente! Até o fim de 2019 o Brasil licitará um volume recuperável de 9,8 a 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente¹¹, conhecido como Excedente da Cessão Onerosa, em um mega-leilão¹² que deverá atrair a atenção do mundo.

Para se ter uma ideia do que isso significa, vale lembrar que os volumes da Cessão Onerosa e seu excedente superam as reservas provadas do próprio Brasil¹³, conseguidas a partir de mais de 80 anos de esforço exploratório, e de países como México, Angola, Colômbia. Em termos de investimentos¹⁴, estima-se que a Cessão Onerosa e seu excedente demandem investimentos da ordem de US\$ 90 bilhões¹⁵.

Ao todo, considerando os campos incluídos no

contrato da Cessão Onerosa (e seu excedente), as áreas recém licitadas no pré-sal, o rejuvenescimento de campos da bacia de Campos e as áreas licitadas em águas profundas da bacia de Sergipe/Alagoas, a FGV Energia estima que existam cerca de 30 bilhões de barris de petróleo recuperáveis, a serem desenvolvidos em um pouco mais de uma década, e investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões a realizar.

O QUE SIGNIFICA, NA PRÁTICA, RECURSOS A DESENVOLVER DA ORDEM DE 30 BILHÕES DE BARRIS PARA O BRASIL

Todas as previsões de produção até então conhecidas, que consideram os ativos de E&P acima mencionados¹⁶, estimam que o país produzirá mais de quatro milhões de barris de petróleo/dia, até 2030.

A Figura 4 apresenta a previsão de produção de petróleo, em cenário base, elaborada pela FGV Energia.

¹¹ Dados constantes na Resolução CNPE nº 1/2014

¹² Licitação sob a modalidade de partilha de produção.

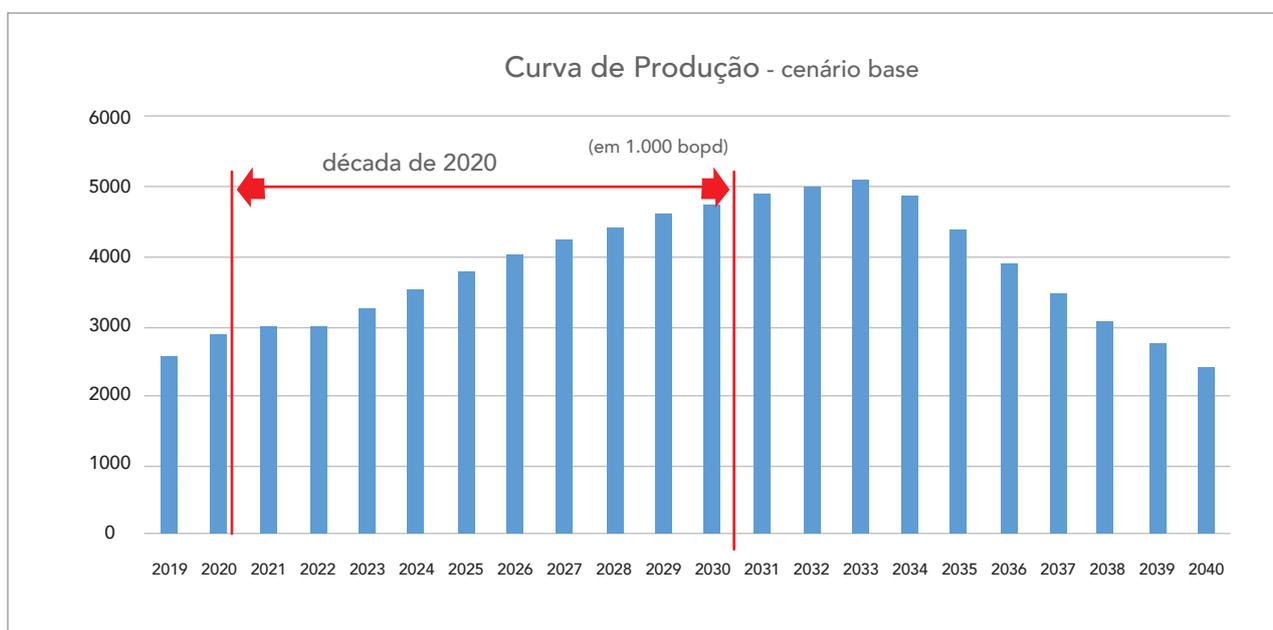
¹³ Reservas provadas de 13,2 bilhões, em 31 de dezembro de 2018.

¹⁴ Usando-se como base R.D. Mota *et alli*, de 2015, e a evolução dos preços das sondas reportados pela IHS Markit.

¹⁵ Segundo estimativas da FGV Energia, adaptado de R.D. Motta, o desenvolvimento da área de Libra, no pré-sal, demandaria investimentos de US\$ 90 bilhões para desenvolver reservas de 8 a 10 bilhões de barris de óleo equivalente.

¹⁶ Incluem a cessão onerosa, o excedente da cessão onerosa, as áreas contratadas sob concessão desde a chamada Rodada Zero até a 15ª rodada e as áreas contratadas sob regime de partilha de produção, desde a 1ª até a 5ª rodada.

**Figura 3: Previsões de produção de petróleo no Brasil
(Investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões)**



Fonte: elaboração FGV Energia

A se confirmar tais números, o setor petróleo certamente será o maior investidor do Brasil na próxima década, além um player relevante na geopolítica mundial. Em números de hoje, uma produção de mais de quatro milhões de barris/dia superaria as de alguns importantes membros da OPEP, como os Emirados Árabes e Kuwait.

Mais alguns números:

i) o BNDES estima os investimentos do setor petróleo como sendo da ordem de R\$ 290 bilhões¹⁷, no quadriênio 2018-2021, o que faz do segmento o maior investidor do país no período.

ii) A FGV Energia estima uma produção da ordem de 4,5 milhões de barris/dia em 2030, em cenário base, o que, a preços de 2018, poderia significar royalties de mais de R\$ 40 bilhões/ano¹⁸, além das participações especiais e da parcela de óleo da União, decorrente dos contratos de partilha da produção.

iii) A FGV Energia estima que, para que esse nível de produção se realize, é necessária a exploração das áreas licitadas pela ANP e a consequente entrada em produção de quatro plataformas de grande porte por ano, em águas ultra profundas, durante pouco mais de 10 anos. Ainda que pareça

¹⁷ Cerca de US\$ 19 bilhões por ano, considerado o câmbio de R\$ 3,8/US\$.

¹⁸ Considerando preços médios de óleo de 2018.

simples, em função do grande potencial petrolífero do país, empreender tal montante de projetos não é uma tarefa trivial. Há necessidade de planejamento consistente para orquestrá-los e para buscar investimentos, bens e serviços em todas as partes do mundo. Além disso, investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões significam quase 3 vezes os US\$ 68,8 bilhões alocados pela Petrobras para E&P no seu plano de negócios 2019-2023.

No que diz respeito à disponibilização, propriamente dita, de plataformas para produção *offshore*, a apreensão é a de existirem, no mercado, as quatro plataformas por ano, todos os anos, para serem alocadas aos projetos do Brasil. Isso porque, em média, o mundo fabricou 10 plataformas do tipo FPSO por ano, nos últimos 10 anos (média 3,3 para o Brasil) e, depois da mudança recente de rumo da política de conteúdo local, em que investimentos em ampliação de capacidade foram desencorajados, é de se esperar que o país tenha que disputar mais capacidade instalada. O lado bom é que a produtividade dos campos brasileiros e a parceria com *majors*¹⁹ do setor devem (assim se espera) encorajar as empresas estrangeiras a optar por projetos no Brasil.

Outro ponto relevante é a questão do aproveitamento do gás natural. Sem ele, grandes volumes serão reinjetados, nos projetos do pré-sal, em um cenário em que o país se resente da falta de energia a preços acessíveis e a balança comercial da falta do energético para reduzir a dependência da importação de fertilizantes, químicos e petroquímicos.

O PAPEL DAS EMPRESAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS NA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL

Desde a década de 40 se discute, intensamente, o papel das empresas nacionais e estrangeiras no setor petróleo e no desenvolvimento industrial do país²⁰.

Inicialmente voltada para o abastecimento nacional de combustíveis, a questão se estendeu para a exploração e produção de petróleo e para a fabricação de bens e serviços, perpassando pela criação da Petrobras, em 1953, e pela existência de grandes empresas multinacionais atuando na distribuição de derivados.

Nesse contexto, é de se esperar que, diante do potencial petrolífero que ora se apresenta, ao se planejar investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões em pouco mais de uma década, se coteje investimentos estatais e privados, de empresas nacionais e estrangeiras, garantindo-lhes suas tradicionais complementariedades.

Nos últimos anos, a forma adotada para atrair esses capitais foi a de acelerar as licitações de áreas de alto potencial, como as do pré-sal. A velocidade das licitações, associada às condições em que se oferecem as áreas, têm privilegiado a diversidade de atores, a concorrência internacional e, mais recentemente, o curto prazo. O preço pago tem sido a perda de espaço para a indústria nacional, que não tem tido nem a antecedência necessária nem a previsibilidade necessária para se preparar para suprir a demanda.

¹⁹ Grandes empresas multinacionais do setor.

²⁰ Livro *Petróleo e Estado*, capítulos 8, 9 e 10.

Exemplos para ilustrar tal opção estão contidos nas Resoluções do CNPE, que aprovaram as rodadas de licitações e os parâmetros técnicos e econômicos para a licitação do excedente da cessão onerosa. Nessas resoluções fica clara a opção pelo alto número de ativos a licitar, em curto período de tempo, os altos bônus de assinatura, em detrimento da parcela de óleo da União (como no caso do excedente da cessão onerosa²¹), e a opção por obrigações de investimento local inferiores às consideradas mínimas poucos anos atrás.

Ao assumir essa opção, é importante lembrar que o país hoje conta com cerca de 13 milhões de desempregados e que, segundo estudo da FGV Energia (2017), para cada emprego direto gerado pelas petroleiras no Brasil, outros 4,25

indiretos, além dos induzidos, estavam sendo gerados, com contribuição dos fornecedores de bens e serviços.

Portanto, ao assumir uma posição, é bom que esteja claro o objetivo a atingir e a participação das empresas nacionais e internacionais de todos os portes.

Conclui-se alertando que a escala do pré-sal pode ser decisiva para a aceleração do desenvolvimento industrial e para a geração de empregos no país. E que é preciso encontrar o equilíbrio entre as participações das empresas nacionais (estabelecidas no Brasil) e internacionais. Do contrário, salvo melhor juízo, estaremos exportando empregos em vez de criá-los.

²¹ O CNPE aprovou um bônus de assinatura total no valor de R\$ 106, 561 bilhões: para a área de Búzios, bônus de assinatura de R\$68,194 bilhões e percentual mínimo de óleo-lucro de 23,25%; para a área de Sépia, bônus de assinatura de R\$ 22,859 bilhões e percentual mínimo de óleo-lucro de 27,65%; para a área de Atapu, bônus de assinatura de R\$13,742 bilhões e percentual mínimo de óleo-lucro de 25,11%; e para a área de Itapu, bônus de assinatura de R\$1,766 bilhão e percentual mínimo de óleo-lucro de 19,82%, Ministério da Economia, abril de 2019.



Magda Chambriard é Consultora na FGV Energia. Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração. Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando

atuava como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



fgv.br/energia

