



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA (IE/UFRJ)

BRENO CARVALHO ROOS

**EFEITOS DA REVOLUÇÃO DO *SHALE* NOS ESTADOS
UNIDOS SOBRE O PREÇO DE PRODUÇÃO
INTERNACIONAL DO PETRÓLEO**

RIO DE JANEIRO

2019

BRENO CARVALHO ROOS

**EFEITOS DA REVOLUÇÃO DO *SHALE* NOS ESTADOS
UNIDOS SOBRE O PREÇO DE PRODUÇÃO
INTERNACIONAL DO PETRÓLEO**

Tese de Doutorado submetida à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Economia (PPGE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Orientador:

Prof. Dr. Franklin Leon Peres Serrano

RIO DE JANEIRO

2019

R781 Roos, Breno Carvalho

Efeitos da revolução do *shale* nos Estados Unidos sobre o preço de produção internacional do petróleo / Breno Carvalho Roos. – 2019.

136 p. ; 31 cm.

Orientador: Franklin Leon Peres Serrano

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, 2019.

Bibliografia: f. 125 – 136.

1. Preço do Petróleo. 2. Mercado internacional. 3. Revolução do *shale* – Estados Unidos. I. Serrano, Franklin Leon Peres, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 380.1422

BRENO CARVALHO ROOS

**EFEITOS DA REVOLUÇÃO DO *SHALE* NOS ESTADOS
UNIDOS SOBRE O PREÇO DE PRODUÇÃO
INTERNACIONAL DO PETRÓLEO**

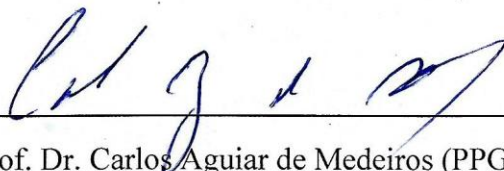
Tese de Doutorado submetida à banca
examinadora do Programa de Pós-Graduação
em Economia (PPGE) da Universidade Federal
do Rio de Janeiro (UFRJ) como requisito
parcial para obtenção do título de Doutor em
Economia da Indústria e da Tecnologia.

Aprovada em 12 de dezembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Franklin Leon Peres Serrano (PPGE, IE/UFRJ)



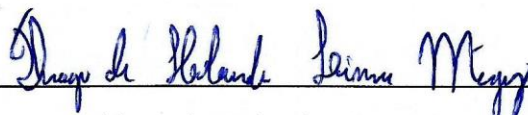
Prof. Dr. Carlos Aguiar de Medeiros (PPGE, IE/UFRJ)



Prof. Dr. Ronaldo Goulart Bicalho (IE/UFRJ)



Prof. Dr. André Luís Cabral de Lourenço (UFRN)



Dr. Thiago de Holanda Lima Miguez (BNDES)

AGRADECIMENTOS

Ao chegar no final do curso de doutorado parece que, naturalmente, um filme passa pela cabeça do concluinte. Pelo menos assim o foi comigo. Neste filme sobre os últimos quatro anos estão diversas pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal. Gostaria de mencionar algumas dessas pessoas.

Agradeço aos meus pais, Lúcia e Sidney, pelos ensinamentos sem os quais eu não teria chegado até aqui.

Ao meu orientador, Prof. Franklin Serrano, não apenas pelo apoio decisivo no desenvolvimento desta tese, mas por várias discussões sempre estimulantes e bem-humoradas.

À UFRJ, instituição pela qual nutro profunda admiração e respeito, particularmente ao Instituto de Economia por formar economistas com sensibilidade social e espírito crítico.

Aos membros do Grupo de Economia Política pela troca de conhecimentos.

Agradeço a todos os professores que tive oportunidade de interagir, especialmente os Profs. Carlos Medeiros, Fabio Freitas, Ricardo Summa, Numa Mazat, Nicholas Trebat, Carlos Pinkusfeld, e também o Prof. Gary Mongiovi, sempre atencioso e disposto a ajudar.

À minha turma do doutorado, especialmente Carol, amiga presente em momentos importantes e companheira de trabalho nos Workshops, além de Guilherme, Bárbara e Paulo.

Aos diversos amigos (as) que eu tive a sorte de conviver no Rio de Janeiro. São pessoas, cada qual da sua maneira, que me fizeram sentir acolhido nessa cidade surpreendente. Obrigado Larissa, Fernanda, Jaime, Júlio, Herberth, Patieene, Simone, Miguel, Faustinho, Kaio, Bianca, Tássia, Natássia, Elianara, Luciano, Matheus e tantos outros (as) a quem igualmente agradeço.

Aos amigos que fiz durante o doutorado sanduíche, Emanuele, Matias, Ettore e João Paulo, que tornaram minha experiência naquela fria cidade muito mais proveitosa, e ao casal de amigos Rita e Françolin, que foram fundamentais no meu retorno ao Rio em 2019.

Não menos importante, expresso meu agradecimento a CAPES pelo financiamento da pesquisa, essencial para a elaboração desta tese.

RESUMO

Na perspectiva da abordagem do excedente a pesquisa investiga se a revolução do *shale* nos Estados Unidos representa uma transformação estrutural no mercado internacional de petróleo. Sustentamos a tese de que a prevalência do *fracking* como tecnologia dominante modificou estruturalmente a gravitação dos preços de mercado ao definir um novo preço de produção piso para o petróleo, dado pelos custos de produção americanos mais uma renda absoluta privada (*royalty*). A pesquisa identificou que entre 2014-2019 os preços de mercado do óleo tipo WTI gravitaram ao redor de níveis consistentes com a lucratividade dos investimentos realizados em grande parte dos reservatórios *shale*. A rápida capacidade de adaptação da oferta americana às condições de preço e demanda reforçou essa gravitação e enfraqueceu o papel da Arábia Saudita de país regulador dos preços (“*swing producer*”). A mudança do centro de gravitação para os capitais americanos confere aos Estados Unidos substancial ganho de autonomia em relação à OPEP para assegurar a rentabilidade da sua indústria petrolífera doméstica.

Palavras-chave: abordagem clássica, preço do petróleo, *fracking*, renda petrolífera.

ABSTRACT

From the perspective of the surplus approach, the research investigates whether or not the shale revolution in the United States represents a structural transformation in the international oil market. According to our thesis, the prevalence of fracking as the dominant technology for oil production has structurally changed the gravitation process of market prices by setting a new floor to the oil price of production, determined by US costs of extraction plus an absolute rent (royalty). We have found that over the 2014-2019 period, WTI market prices gravitated around levels that were consistent with the profitability of investments undertaken in most shale reservoirs. The ability of the US supply to adapt rapidly to price and demand conditions has reinforced that gravitation and weakened Saudi Arabia's role as a swing producer of prices. The shift of the center of gravity of oil prices to US capitals concedes the United States a substantial gain in autonomy from OPEC to ensure the profitability of its domestic oil industry.

Keywords: classical approach, oil price, fracking, oil rents.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	10
OBJETIVOS E ESTRUTURA DO ARGUMENTO	20
CAPÍTULO 1 – CONCORRÊNCIA E ESCOLHA DAS TÉCNICAS: UMA AVALIAÇÃO CRÍTICA DA TEORIA DE SHAIKH	22
1.1 Concorrência clássica.....	23
1.1.1 <i>Posições normais em Smith e Ricardo</i>	23
1.1.2 <i>Marx e a leitura de Shaikh</i>	26
1.1.3 <i>Capital regulador.....</i>	30
1.2 Escolha das técnicas e taxa de lucro	32
1.3 Progresso técnico	39
1.4 Três críticas dirigidas a Shaikh.....	42
1.5 Teoria e realidade: a revolução tecnológica do shale	44
CAPÍTULO 2 – RENDA DOS RECURSOS NATURAIS NA ABORDAGEM SRAFFIANA	46
2.1 Renda dos recursos naturais renováveis	46
2.2 Recursos não renováveis: o caso das minas	51
CAPÍTULO 3 – DUAS INTERPRETAÇÕES SOBRE O MERCADO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO NO PÓS-GUERRA	56
3.1 Mercados financeiros e formação de preços de mercado no curto prazo	57
3.2 O mercado de petróleo como um “oligopólio trilateral”	61
3.2.1 <i>Observações críticas</i>	67
3.3 Visão alternativa: o preço piso e as rendas clássicas.....	71
CAPÍTULO 4 – EFEITOS DA REVOLUÇÃO DO SHALE SOBRE A TENDÊNCIA DO PREÇO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO	78
4.1 Duas hipóteses.....	78
4.2 O mercado global de energia e a inserção americana	85
4.3 Perfil da produção não convencional.....	91
4.3.1 <i>Características gerais do fracking</i>	91
4.3.2 <i>Investimentos e mudança tecnológica</i>	93
4.3.3 <i>Custos de produção e preços</i>	98
CAPÍTULO 5 – OUTROS CONDICIONANTES DA REVOLUÇÃO DO SHALE E SUAS CONSEQUÊNCIAS PARA A ECONOMIA AMERICANA	106
5.1 Demanda e comércio exterior.....	107
5.2 Política energética e regulação	110
5.3 Nível de atividade e emprego.....	118
CONCLUSÃO	123
REFERÊNCIAS	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Escolha das técnicas com capital circulante	35
Figura 2: Escolha das técnicas segundo Shaikh	37
Figura 3 (a, b, c): Tipologias de progresso técnico com capital homogêneo	41
Figura 4: Esquema analítico dos dois preços fundamentais	75
Figura 5 (a, b): A redução do preço piso pós revolução do shale	80
Figura 6 (a, b): Matriz energética mundial (1973 e 2016) – oferta primária de energia por fonte.....	86
Figura 7: Produção mundial de petróleo* (mil barris/dia) e participação relativa de grupos (2008-2018)	88
Figura 8: Produção de petróleo cru* (milhões de barris/dia) nos Estados Unidos por tipo (2000-2018)	88
Figura 9: Consumo mundial de petróleo* (mil barris/dia) e participação relativa de grupos (2000- 2018)	89
Figura 10 (a, b): Participação de setores e derivados do setor de transporte no consumo de petróleo nos Estados Unidos (2018)	90
Figura 11: Classificação dos combustíveis líquidos.....	93
Figura 12: Participação no investimento total (mundo) em exploração e produção (upstream) de petróleo e gás por tipo de ativo – períodos selecionados	95
Figura 13: Número de sondas de perfuração (petróleo e gás natural) em operação nos Estados Unidos e preço do barril de petróleo WTI (janeiro de 2005 a julho de 2019).....	97
Figura 14: Produtividade média por poço na Bacia do Permiano (quantidade de barris por dia ao longo dos meses de produção) em anos selecionados (2014-2018)	99
Figura 15: Preço breakeven (US\$ barril) e faixas de variação em diferentes regiões produtoras (2019)	102
Figura 16: Preço de produção (breakeven) médio nos Estados Unidos levantado pelo Federal Reserve de Kansas City e Dallas e preço spot do barril tipo WTI (US\$) – outubro de 2014 a julho de 2019..	103
Figura 17: Índice dos custos de capital do segmento upstream em projetos de óleo e gás no Mundo e na América do Norte no período 2000-2018 (2000 = 100).....	104
Figura 18: Preço do barril de petróleo WTI (US\$) e média móvel (janeiro de 2000 a julho de 2019)	105
Figura 19: Produção e importações líquidas de petróleo* (mil barris/dia) nos Estados Unidos (2000- 2018)	108
Figura 20: Exportações americanas de petróleo cru e produtos relacionados – mil barris/dia (2001- 2018)	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dez principais países produtores de petróleo* em 2018	87
Tabela 2: Dez principais países consumidores de petróleo* em 2018	87
Tabela 3: Comércio internacional de petróleo e derivados* – mil barris/dia (2014-2018).....	109
Tabela 4: Impactos operacionais da indústria de petróleo e gás (estados selecionados, 2015).....	121

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Categorias de renda na abordagem clássica do excedente	51
Quadro 2: Custos totais para produção de petróleo por categoria – ciclo completo	100

INTRODUÇÃO¹

A assim chamada “revolução do *shale*” diz respeito a um conjunto de transformações tecnológicas que possibilitaram a recuperação de vastos volumes de petróleo e gás nos Estados Unidos, parte deles já identificada anteriormente, mas cuja extração não se mostrava economicamente viável. A tecnologia responsável por viabilizar a produção desses recursos ficou popularmente conhecida como “*fracking*”, palavra utilizada para se referir à utilização conjunta dos métodos de fratura hidráulica (*hydraulic fracturing*) e perfuração horizontal.

Apesar de não serem técnicas propriamente novas, o seu aperfeiçoamento combinado com avanços nas áreas de processamento sísmico e injeção de fluídos em poços permitiu a exploração em larga escala de reservatórios não convencionais de petróleo e gás, sendo o *shale*² a principal formação geológica desta categoria de recursos. As primeiras menções ao termo “revolução” para designar o referido processo são identificadas nos trabalhos de Stevens (2010), tratando da produção de gás, e Maugeri (2012) discutindo o caso do petróleo.

A palavra “revolução” obviamente pode ser empregada em vários contextos, porém neste caso específico diz respeito a uma mudança radical na forma de produção de duas mercadorias. O termo, contudo, não é livre de controvérsias, sobretudo devido à crescente resistência social ao padrão energético baseado nos combustíveis fósseis em virtude dos seus efeitos sobre o meio ambiente. Há quem atribua aos acontecimentos em curso o caráter de uma antirrevolução quando se considera que em alguns países já existem iniciativas regulatórias voltadas para a gradual superação do atual paradigma energético, inclusive com o banimento do *fracking*. Mesmo assim, optamos pelo uso de expressão “revolução do *shale*” por se tratar de uma forma sucinta e recorrente na literatura especializada para se referir ao assunto.

Esta tese foi desenvolvida no contexto de uma agenda coletiva de pesquisa do Grupo de Economia Política da UFRJ³ que compartilha a perspectiva de que a superioridade militar e a consolidação do padrão dólar flexível com a flexibilidade que tal padrão confere às diversas políticas dos Estados Unidos colocam esse país em uma posição assimétrica no sistema

¹ O autor reconhece e agradece o fundamental apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) por meio dos programas de Excelência Acadêmica e Doutorado Sanduíche.

² Segundo publicação do Serviço Geológico do Brasil (BRANCO, 2014) o termo *shale* em língua portuguesa significa “folhelho”, uma rocha argilosa de origem sedimentar. A palavra “xisto” (do inglês *schist*) refere-se a uma rocha metamórfica de origem distinta. O emprego deste último termo para se referir ao *shale oil* ou ao *shale gas*, apesar de comum, é tecnicamente incorreto. Como “folhelho” é pouco conhecido, optamos pelo uso em inglês.

³ Ver, por exemplo, Medeiros (2004a, 2004b) e Serrano (2004).

interestatal capitalista – interpretação pautada na contribuição seminal de Tavares (1985) e cujas pesquisas posteriores deram origem a uma sequência de livros⁴ editados pela própria autora e por José Luís Fiori. Nestes trabalhos, particularmente em Serrano (2004) e Torres Filho (2004), o petróleo aparece como elemento estratégico na geopolítica americana em função da sua centralidade econômica e militar.

Do ponto de vista teórico, seguimos o projeto de retomada da abordagem clássica do excedente proposto por Sraffa (1960) e colocado em prática por diversos seguidores dessa tradição com o objetivo de fornecer uma alternativa à abordagem marginalista (ou neoclássica).

William Petty (1623-1687) foi o precursor da economia política clássica ao colocar o conceito de excedente econômico (ou social) como o princípio organizador das discussões sobre valor e distribuição de renda, ideia que posteriormente influenciou Cantillon e teve na escola fisiocrata liderada por Quesnay o primeiro tratamento sistemático do modo de produção capitalista, ainda em sua forma agrária, por meio do *Tableau Economique* de 1758⁵ (ASPROMOURGOS, 1996).

O desenvolvimento da ciência econômica foi decisivamente influenciado pelas subsequentes contribuições da economia política clássica pautadas na noção de excedente, desde Smith até Ricardo e finalmente com Marx, autor que à sua época levou a economia científica baseada na noção de excedente ao mais elevado grau de desenvolvimento, contrapondo-se à chamada economia vulgar⁶ então dominante antes da revolução marginalista de 1870 (GAREGNANI; PETRI, 1989).

O excedente consiste na parcela do produto social que ultrapassa os meios materiais necessários para a reprodução de um sistema produtivo de caráter circular. Para viabilizar a repetição do fluxo é preciso garantir a reposição dos meios de subsistência dos trabalhadores e dos insumos utilizados em todos os processos produtivos. O conjunto heterogêneo de bens socialmente gerado além desses requisitos de viabilidade possui natureza excedente e constitui condição necessária (mas não suficiente) para a acumulação de capital. Assim, na perspectiva clássica o foco está nas condições de reprodução e ampliação da base material da sociedade em determinado contexto histórico, levando em consideração os padrões institucionais vigentes e o papel desempenhado por diferentes atores no processo produtivo.

⁴ Poder e dinheiro (1997); Estados e moedas no desenvolvimento das nações (1999); O poder americano (2004).

⁵ Sobre Quesnay e a escola fisiocrata ver Serrano e Mazat (2017).

⁶ Sobre a origem do termo ver Bharadwaj (1990).

De acordo com Garegnani (1984, p. 293) a determinação do excedente em teorias de inspiração clássica depende de um conjunto fundamental de variáveis denominado “núcleo”, composto por 1) salário real em mercadorias que compõem a cesta de consumo dos trabalhadores; 2) produto social em termos do agregado de mercadorias produzidas em dado período; e 3) condições técnicas para produção de todos componentes do produto social. Como o salário real normalmente é fixado ao nível médio de subsistência social e as condições técnicas indicam a quantidade de mão-de-obra empregada, é possível obter o consumo necessário dos trabalhadores em termos das mercadorias produzidas; por resíduo obtém-se o excedente a ser distribuído entre as classes sociais, cuja parcela dos trabalhadores poderá ser maior (ou não) que o nível de subsistência a depender das circunstâncias político-institucionais prevalentes e do poder de barganha da classe trabalhadora frente a capitalistas e proprietários de terra.

A principal vantagem desse método é a flexibilidade gerada pela separação lógica entre o estudo da distribuição e a determinação das quantidades produzidas. Partindo do nível e da composição do produto social dados por condições históricas específicas e considerando como independente uma das variáveis distributivas (o salário real), o esquema permite analisar as relações causais entre as variáveis do núcleo e separadamente a influência de fatores sociopolíticos que vão além da esfera econômica. A diferença para outras abordagens é a ausência de uma explicação simultânea para todos os fenômenos estudados, ou seja, as variáveis de fora do chamado “núcleo” compõem outra dimensão de análise (GAREGNANI, 1984).

Adicionalmente, o procedimento metodológico acima permite identificar os interesses antagônicos existentes entre os diferentes atores sociais que disputam suas respectivas parcelas do excedente econômico, notadamente em termos de salários, lucros, juros e rendas – levando em consideração os elementos institucionais constitutivos do próprio conflito distributivo.

Em linhas gerais, dadas as condições técnicas de produção e as formas de distribuição do produto social constituídas em certo tempo histórico, determina-se o excedente. As quantidades produzidas são exógenas, ou seja, definidas a partir dos padrões socioeconômicos vigentes na época; portanto, sua determinação é separada do cálculo dos preços relativos.

A separação clássica em passos lógicos contrasta nitidamente com a teoria marginalista que passou a ser dominante a partir dos *Princípios* de Alfred Marshall, livro de 1890 que disseminou a abordagem que supostamente seria a continuidade das contribuições clássicas, mas que na verdade representou uma ruptura principalmente por causa da natureza distinta dos

encadeamentos lógicos derivados a partir de suas variáveis fundamentais, a saber: 1) dotação de fatores produtivos escassos; 2) tecnologia de produção; e 3) preferência dos consumidores.

O método marginalista postula que a interação dessas variáveis por meio das tradicionais curvas preço-elásticas de oferta e demanda, sob hipóteses específicas, permite determinar *simultaneamente* os preços relativos (o valor de troca de todos os bens), a composição e o nível do produto, o nível de emprego garantido pelo mecanismo de substituição entre capital, trabalho e terra que resulta, em condições competitivas nos mercados de bens e fatores, na tendência à plena utilização de todos os fatores produtivos, inclusive a força de trabalho, e também os preços destes fatores (salário real, taxa de lucro, renda da terra).

Sraffa (1960) dirigiu críticas profundas ao arcabouço marginalista baseado no princípio da substituição, definido por ele como uma “avenida unidirecional partindo dos fatores de produção para os bens de consumo⁷” que se opõe ao ponto de vista do fluxo circular de produção do excedente adotado pelos fisiocratas e seguido pelos economistas clássicos, que havia ficado “submergido e esquecido desde o advento do método marginalista⁸”. Sraffa levantou objeções tanto internas – sobre a consistência dos próprios mecanismos da teoria neoclássica, sobretudo do tratamento do capital como fator de produção escasso, que se mostraram frágeis quando confrontados com as complexas relações existentes entre distribuição de renda e preços relativos – como externas, ao sustentar que a noção clássica de custo como um atributo material havia passado por um processo de degeneração ao ter sido condicionada a elementos subjetivos, tais como desutilidade e sacrifício (FRATINI, 2016).

Nessa perspectiva, o projeto de Sraffa em *Produção de Mercadorias* (1960) teve como objeto a elaboração de uma versão consistente da teoria clássica do valor que resolvesse os problemas deixados por Ricardo no que concerne à determinação da taxa de lucro e dos preços relativos. Para tanto, dedicou-se a construir uma abordagem objetiva onde os custos das mercadorias refletissem a suas respectivas “dificuldades” materiais de produção (e não noções psicológicas derivadas de “preferências”) tendo como pano de fundo uma releitura da história do pensamento econômico (que fica mais clara em sua introdução às obras completas de David Ricardo, de 1951) pautada no conceito clássico de excedente econômico.

Diferentemente da teoria marginalista onde a centralidade reside na noção de troca baseada na utilidade e escassez dos recursos, o foco da teoria clássica é a produção do excedente

⁷ Sraffa (1960, Apêndice D).

⁸ Sraffa (1960, Prefácio).

e as condições de reprodução de economias capitalistas pautadas na divisão social do trabalho, incluindo seus conflitos. Na abordagem do excedente os fatores de produção são basicamente complementares e não substitutos, embora seja possível, sob certas condições, a coexistência de diferentes métodos produtivos.

No sistema de preços formalizado por Sraffa (1960) são os coeficientes técnicos e uma variável distributiva exógena – o salário real barganhado e as regras institucionais e do processo de concorrência de repartição do próprio excedente entre os proprietários dos meios de produção – que em última instância determinam os preços relativos, ou seja, o oposto da teoria neoclássica onde a escassez relativa dos fatores sinaliza seus respectivos preços relativos e guia a escolha dos métodos pelo mecanismo de substituição. Na prática, porém, as dificuldades teóricas e empíricas com a noção de ampla substituíbilidade entre capital e os demais fatores primários de produção e a existência de forte complementariedade entre os fatores torna impossível isolar as respectivas contribuições “marginais” do capital e do trabalho. A própria definição prévia de uma quantidade de capital que representasse a dotação geral deste fator supostamente escasso fica comprometida dado que no mundo real o estoque de capital consiste em um conjunto heterogêneo de bens cujo valor varia de maneira complexa quando os preços relativos dos bens mudam a partir de mudanças na distribuição.

A partir do projeto de Sraffa diversos autores deram continuidade à sua contribuição, dos quais podemos destacar Luigi Pasinetti e Pierangelo Garegnani como importantes seguidores dessa tradição. Entre os desenvolvimentos teóricos subsequentes, o método de longo período sistematizado nos trabalhos de Garegnani (1983) e Kurz e Salvadori (1995), entre outros, constituiu importante avanço ao formalizar o mecanismo clássico da concorrência baseado na mobilidade de capitais e na correção de desequilíbrios pelo ajuste das quantidades levadas ao mercado, não por variações infinitesimais nos preços. Nesse esquema analítico inspirado em Smith (1776) e consistente com Sraffa (1960) os preços relativos de produção (naturais) são determinados essencialmente pelos custos de produção (incluindo lucro normal) e constituem a direção tendencial ao redor dos quais os preços de mercado gravitam.

As equações de Sraffa (1960) a princípio podem parecer excessivamente abstratas, mas basicamente consistem em uma representação do processo de concorrência do ponto de vista capitalista. No longo período a dinâmica concorrencial resulta em um sistema de preços onde prevalece uma técnica dominante (compatível com dada distribuição de renda) capaz de viabilizar economicamente todos os processos necessários para produzir dado produto social.

Os preços de produção sraffianos podem ser interpretados como preços-limite da antiga literatura de organização industrial, de autores como Bain, Sylos-Labini e Steindl, que em diferentes graus guardam consistência com a noção de concorrência baseada em mobilidade de capitais e barreiras à entrada (SERRANO, 1988; VIEIRA, 2018).

Em síntese, o método histórico-dedutivo da economia política, ou simplesmente abordagem do excedente, contrapõe-se ao método marginalista. Sustentamos que essa primeira perspectiva teórico-metodológica é muito mais flexível e realista para lidar com as nuances geopolíticas e institucionais do mercado petrolífero do que a teoria convencional, que recorrentemente falhou em explicar o preço do petróleo a partir de noções (neo) malthusianas⁹ de escassez que desconsideram o papel decisivo desempenhado pelo progresso tecnológico.

No âmbito do Instituto de Economia da UFRJ, um primeiro esforço de examinar a complexa determinação do preço do petróleo na referida perspectiva teórica encontra-se em Malta (1998); posteriormente o tema foi tratado nos estudos de Serrano (2004, 2008, 2013) a ponto de ter se constituído como uma agenda de pesquisa do Grupo de Economia Política.

Contudo, é no trabalho de Fioritti (2016) que surge uma apresentação sistematizada da interpretação do funcionamento do mercado internacional de petróleo proposta nesta agenda de pesquisa, onde a autora analisa os preços de produção do petróleo a partir dos diversos tipos de renda da abordagem clássica. Além de demonstrar que os efeitos de uma bolha especulativa nos preços do petróleo não podem durar para sempre, a pesquisa concluiu que a partir de meados dos anos 1980 a tendência do preço internacional do petróleo passa a ser regida por dois preços de produção: 1) um piso, determinado pela tecnologia e pelos custos de produção americanos, acrescidos de uma renda absoluta privada que prevalece em períodos de baixa demanda através do ajustamento de quantidades da OPEP liderados pelo papel de *swing producer* da Arábia Saudita; e 2) um outro preço de produção, relevante para períodos de demanda elevada, determinado pela tecnologia e pelos custos do produtor marginal, acrescidos de uma renda absoluta estatal (*royalties*).

Esta tese propõe-se a estender e aprimorar o arcabouço teórico consolidado em Fioritti (2016) contribuindo para analisar os efeitos da revolução do *shale* sobre o preço de produção do petróleo, dado que nos anos recentes o mercado internacional tem passado por transformações estruturais que não puderam ser investigadas em tempo naquele trabalho.

⁹ A exemplo de Hubbert (1956) para o caso do petróleo e Meadows *et al.* (1972) para recursos naturais em geral.

Adicionalmente, ao analisar o objeto de pesquisa à luz da concorrência clássica e das categorias de renda avaliamos alguns aspectos teóricos da antiga literatura de organização industrial, particularmente a compatibilidade do modelo de oligopólio de Sylos-Labini com os preços de produção da abordagem do excedente, discussão iniciada em Serrano (1988), retomada por Vieira (2018) e que se mostrou útil aos propósitos deste trabalho.

O debate sobre oligopólio reascendeu na academia por ocasião dos livros *Oligopolio e progresso tecnico* de Sylos-Labini e *Barriers to New Competition* de Joe Bain, publicados originalmente em 1956 de forma independente. As obras ensejaram a publicação de um artigo por Modigliani (1958) que ajudou a divulgá-las, mas acabou contribuindo para incorporação de elementos neoclássicos nos desenvolvimentos subsequentes dos modelos de oligopólio¹⁰.

Alessandro Roncaglia é um autor de destaque no estudo do mercado internacional de petróleo na perspectiva da abordagem do excedente. Nos seus textos¹¹ fica clara a preferência em tratar o oligopólio baseado em barreiras à entrada como uma teoria *geral* das formas de mercado, de modo que a concorrência (ausência de barreiras) e o monopólio (barreiras intransponíveis) são tratados como casos-limite particulares. Conforme Vieira (2018) identifica e o próprio Roncaglia (2009) reconhece, a ideia de oligopólio como uma forma de concorrência clássica com restrita mobilidade de capitais é, em princípio, complementar à estrutura analítica proposta por Sraffa (1960), assim como são as noções de concorrência potencial e preço-limite – desde que hipóteses marginalistas de inspiração cournotiana (a exemplo do número de agentes) e a derivação de curvas de oferta e demanda preço-elásticas sejam dispensadas.

Resolvemos retomar essa discussão sobre organização industrial por considerarmos desnecessária a dicotomia entre modelos de oligopólio e posições normais baseadas em livre concorrência, uma vez que os conceitos de barreiras à entrada e preço-limite (associados à ideia de concorrência potencial) são compatíveis com a teoria sraffiana dos preços de produção. Grosso modo, as barreiras explicam os diferenciais de taxa de lucro (em relação à normal) que surgem em decorrência de obstáculos à mobilidade de capitais ou de vantagens tecnológicas (de custo).

Existem pelo menos dois caminhos para tratar os diferenciais de lucratividade. Em sua principal obra sobre o mercado internacional de petróleo, Roncaglia (1985) analisa os limites impostos pelas barreiras à entrada a partir da forma de organização do mercado, ou seja, os

¹⁰ Vieira (2018) “limpa o terreno” das teorias de oligopólio buscando distinguir os elementos não-marginalistas que os tornam conceitualmente compatíveis com a abordagem clássica do excedente.

¹¹ Por exemplo, Roncaglia (1995, 2006).

obstáculos à livre mobilidade de capitais derivam de características tecnológicas próprias da indústria petrolífera, que são reforçados pelo “poder de oligopólio” desempenhado pelos atores chave do setor na busca por preservar seus lucros extraordinários.

O outro caminho é tratar as vantagens de custo como rendas diferenciais “Ricardianas” para incorporar a presença de barreiras à entrada sem prescindir do estudo das posições normais e sem a necessidade de definir formas de mercado específicas definidas pelo número fixo de agentes correspondente a cada mercado. As posições de longo período permanecem como referência para entender como os desvios da taxa geral de lucros competitiva são explicados na ausência de plena mobilidade de capitais. Trata-se de um procedimento metodológico, ao nosso ver, importante para preservar a generalidade das conclusões analíticas e manter coerência com a abordagem clássica do excedente.

Uma terceira via de análise encontra-se na abordagem teórica de Shaikh (2016), autor que propõe o conceito de concorrência “real” como uma versão peculiar do mecanismo concorrencial clássico que supostamente teria maior aderência ao pensamento original de Marx. Dedicamos a parte inicial do trabalho a avaliar criticamente essa teoria para identificar seus pontos de complementariedade com a abordagem sraffiana e suas deficiências, uma vez que o caso concreto da revolução tecnológica do *shale* mostrou-se útil para ilustrar nossa avaliação.

Do ponto de vista empírico, o fato relevante é que uma rápida transformação está em curso na indústria de petróleo e gás dos Estados Unidos. De 2004 em diante as empresas do setor passaram a adotar de forma intensiva o *fracking* para produção em reservatórios não convencionais de gás, o conhecido *shale gas*. A partir do sucesso obtido com o substancial aumento da produção de gás, de 2008 em diante houve a difusão do método para a produção de petróleo não convencional, o chamado *tight oil* ou *shale oil* (AGUILERA; RADETZKI, 2016).

Apesar de a revolução tecnológica do *shale* englobar tanto a produção de petróleo como de gás, esta tese trata apenas do caso do petróleo, dado que a dinâmica concorrencial do mercado de gás, ainda predominantemente regional, e a estrutura de custos da cadeia produtiva apresentam diferenças marcantes que merecem ser tratadas separadamente em estudos futuros.

Assim, particularmente sobre o petróleo, os avanços tecnológicos empreendidos pelos produtores americanos permitiram redução dos custos de produção e ganhos de produtividade que, em um ambiente de preços de mercado elevados (até 2014), viabilizaram um aumento da produção jamais visto na história da indústria petrolífera em tão curto espaço de tempo. Houve

incremento de 115% nas reservas provadas¹² em território americano entre 2008-2018, enquanto a produção no país aumentou cerca de 130% no mesmo período (BP, 2019). A rapidez e a magnitude dessa mudança ensejaram a caracterização do fenômeno como uma “revolução”.

Trata-se de uma marca digna de nota se considerarmos que a série histórica das quatro décadas anteriores (início dos anos 1970 até o final dos anos 2000) registrava declínio crônico da produção. Atualmente, diversos relatórios do setor (BP, 2019; EIA, 2019; IEA, 2018a) apontam os Estados Unidos como o maior produtor mundial de petróleo (à frente da Arábia Saudita) e também de gás natural (superando a Rússia). Com efeito, o país reduziu significativamente o coeficiente de importações de óleo bruto de 0,66 (2007) para 0,25 (2018).

Entre as repercussões da forte expansão da produção americana no mercado internacional de petróleo podemos destacar duas: 1) a mudança de preços para um patamar mais baixo a partir de 2014; e 2) a autonomia adquirida pelos Estados Unidos em relação à Arábia Saudita para a manutenção da lucratividade da sua indústria petrolífera doméstica. Além disso, é pertinente notar que as teorias que no passado advogavam um suposto auge da produção de petróleo – tanto nos Estados Unidos quanto no mundo como um todo – em virtude do inevitável esgotamento das reservas (o conhecido “pico de Hubbert”) têm se mostrado completamente contrariadas pela evidência empírica. Dados apontam que entre 1980 e 2018 o total de reservas provadas no mundo foi multiplicado por 2,5; as reservas já provadas até o momento são capazes de sustentar o atual nível de produção por pelo menos mais 50 anos (BP, 2019). Parece que o petróleo não será superado por falta de recursos, pois essas estimativas tendem a ser conservadoras já que diversos países preferem omitir o tamanho real de suas reservas ou simplesmente não as certificam na categoria de reservas provadas.

A mudança de cenário nos mercados de petróleo e gás levou especialistas da área de energia a reconhecer a emergência de uma nova era de abundância energética, como o fazem Aguilera e Radetzki (2016), O’Sullivan (2017) e outros. O petróleo de fato não é um bem escasso como muitos imaginam. Não há dúvida que o progresso técnico é o determinante central para a descoberta de novos reservatórios (a exemplo do pré-sal brasileiro) e para a redução dos custos de produção, inclusive em áreas anteriormente consideradas “marginais”, de alto custo. Sustentamos que as condições materiais de produção causaram a queda estrutural e persistente do preço de produção (piso) do petróleo, que num contexto de baixo crescimento da demanda

¹² Reserva consiste em parte dos recursos totais cuja quantidade pode ser determinada (com 90% de certeza, quando provada) e extraída comercialmente a partir da tecnologia disponível. Portanto, reserva é um conceito econômico, ou seja, fatores como preço de mercado, custos de produção, demanda, etc. determinam se um reservatório é viável.

modificou o centro de gravitação do preço do petróleo no mercado internacional. A gravitação para o novo preço piso baseado nos custos do *shale* também tornou a política energética americana autônoma em relação à Arábia Saudita – questão investigada no decorrer da tese.

Essa transformação, contudo, não está livre de contradições. A liderança dos Estados Unidos na produção mundial de combustíveis fósseis passou a ser desempenhada no momento em que as temáticas ambiental e climática vêm ganhando destaque crescente no debate político não apenas daquele país, mas internacionalmente. A decisão do governo americano de retirar o país do Acordo Climático de Paris e as medidas adotadas pela administração Trump no sentido de reverter as políticas ambientais e de incentivo a energias renováveis do governo Obama deixaram claras as prioridades políticas que têm prevalecido até então.

Na nossa perspectiva, além dos aspectos de ordem tecnológica, a revolução do *shale* resulta de um conjunto de fatores a ela favoráveis resumido em quatro pontos: 1) prevalência duradoura do preço do petróleo em níveis elevados, isto é, a vigência de preços de alta demanda até meados de 2014; 2) regulação ambiental permissiva; 3) ímpeto da atividade para a recuperação pós-crise da economia americana, com importante efeito sobre o emprego industrial; e 4) sustentação política do processo consequente do ponto anterior, e que garante o segundo ponto.

É possível perceber a natureza multifacetada do objeto de estudo; entretanto, esta tese concentra-se majoritariamente nos condicionantes econômicos da revolução do *shale*, de modo que os aspectos geopolíticos têm a função de “variável de ajuste” na análise. Na nossa interpretação, porém, não há como tratar os elementos políticos e institucionais de forma dissociada do objeto, uma vez que eles são constitutivos da própria estrutura econômica.

OBJETIVOS E ESTRUTURA DO ARGUMENTO

Diante do exposto, o **objetivo geral** desta tese é investigar, na perspectiva da abordagem do excedente da economia política, se a revolução do *shale* representa uma transformação estrutural no mercado internacional de petróleo. Não temos qualquer pretensão de fazer projeções sobre os desdobramentos futuros desse fenômeno, mas tão somente examinar se o que já aconteceu (sobretudo nos últimos dez anos) foi suficiente para modificar sobremaneira a dinâmica concorrencial do mercado e a determinação dos preços de produção do petróleo.

Para consecução do objetivo geral acima delineamos os seguintes **objetivos específicos**, de tal forma a estruturar o argumento em etapas lógicas para que a nossa interpretação do objeto seja consistente dos pontos de vista teórico e empírico:

- Avaliar criticamente o conceito de concorrência “real” de Shaikh e sua teoria de escolha das técnicas de produção à luz das contribuições clássicas sobre o assunto;
- Apresentar o quadro teórico-conceitual utilizado pela abordagem sraffiana para estudar os recursos naturais a partir das diferentes categorias clássicas de renda;
- Comparar duas interpretações teóricas sobre o mercado de petróleo no pós-guerra com ênfase na determinação dos preços de produção antes da revolução do *shale*;
- Examinar os efeitos estruturais da revolução do *shale* sobre a determinação dos preços de produção do petróleo e o processo de gravitação dos preços de mercado em direção ao preço de produção;
- Discutir os condicionantes político-institucionais da revolução do *shale* nos Estados Unidos e as consequências desse fenômeno para a economia americana.

Os cinco capítulos que compõem esta tese encarregam-se de executar cada um dos objetivos específicos na ordem elencada acima. O **Capítulo 1** dedica-se a refutar as críticas dirigidas por Shaikh à abordagem sraffiana por meio da avaliação do conceito de concorrência “real” e da retomada de um antigo debate sobre escolha das técnicas e progresso técnico, tema sobre o qual a mudança tecnológica decorrente da revolução do *shale* tem relação direta.

No **Capítulo 2** apresentamos as categorias de análise que a abordagem do excedente dispõe para estudar a geração e a distribuição das rendas oriundas da produção de recursos naturais, principalmente a partir das contribuições teóricas de Smith, Ricardo e Marx e seus desenvolvimentos subsequentes na literatura sraffiana.

O **Capítulo 3** analisa historicamente os mecanismos determinantes da tendência do preço de produção do petróleo no período pós-guerra, tomando como referência duas interpretações teóricas aplicadas ao mercado internacional: a de Roncaglia (1985), baseada na noção de “oligopólio trilateral”, objeto de avaliação crítica; e o esquema analítico de Serrano (2004, 2008, 2013) e Fioritti (2016), no qual as categorias clássicas de renda são instrumentos para examinar a dinâmica dos preços de produção do petróleo antes da revolução do *shale*.

No **Capítulo 4** encontra-se a contribuição central desta pesquisa, onde levantamos duas hipóteses acerca dos efeitos que a revolução do *shale* já exerce no mercado internacional de petróleo. Nesta etapa, sustentamos nossa tese de que *a prevalência do fracking como tecnologia dominante modificou estruturalmente o processo de gravitação dos preços de mercado para o novo preço piso do petróleo*. Para fortalecer essa hipótese discutimos os principais indicadores do setor de petróleo nos Estados Unidos que explicam a mudança na tendência do preço de produção dessa mercadoria, tais como investimentos, tecnologia e custos de produção.

Finalmente, o **Capítulo 5** discute a influência de outros condicionantes que foram importantes para a dimensão alcançada pela revolução do *shale*, fazendo um retrospecto histórico da política energética e da regulação do setor petrolífero americano. Encerramos a análise com as consequências diretas do fenômeno estudado para a economia americana, notadamente os efeitos sobre o emprego e a demanda por bens de capital, que asseguraram o apoio político para a continuidade da controversa, porém lucrativa atividade do *fracking*.

CAPÍTULO 1 – CONCORRÊNCIA E ESCOLHA DAS TÉCNICAS: UMA AVALIAÇÃO CRÍTICA DA TEORIA DE SHAIKH

A revolução do *shale* representa uma importante mudança tecnológica na produção do petróleo, um bem básico utilizado direta ou indiretamente na produção de todos os demais bens do sistema econômico. Além de examinar as condições materiais de produção, na perspectiva de um mercado internacional integrado torna-se essencial investigar os limites impostos pelo processo de concorrência aos quais os atores do setor estão sujeitos, de modo a identificar a natureza dos conflitos em torno das rendas petrolíferas e seus contornos político-institucionais.

Na abordagem clássica do excedente a concepção de concorrência tem como foco a mobilidade de capitais, ao passo que a teoria marginalista enfatiza a quantidade de agentes no mercado. Este capítulo tem o propósito de avaliar criticamente o conceito de concorrência “real” de Shaikh (2016) e sua teoria de escolha das técnicas – assunto fundamentalmente teórico, mas sobre o qual a revolução do *shale* lança luzes por se tratar de uma mudança tecnológica não trivial que empiricamente corrobora nossa posição crítica ao autor.

Basicamente o professor Anwar Shaikh sustenta um conceito de concorrência que pretende ser fiel a Marx e que representa uma linha de continuidade em relação às definições clássicas de Smith e Ricardo, mas que, ao seu ver, é superior àquelas devido à maior aderência ao funcionamento real da economia capitalista. Adicionalmente, Shaikh (2016, pp. 296-297; pp. 313-314) dirige crítica (ao nosso ver equivocada) aos economistas sraffianos atribuindo-lhes o uso do conceito neoclássico de concorrência – em oposição à concorrência dita “real”.

Com o objetivo de refutar a referida crítica demonstraremos que se trata de uma falsa dicotomia criada pelo autor, já que há evidência textual indicando que Marx representa uma linha de continuidade com a economia política clássica no que diz respeito à noção de concorrência baseada em mobilidade de capitais e também no que concerne à determinação dos preços de produção com base em custos materiais mais uma taxa de lucro normal.

Na nossa perspectiva, a leitura particular que Shaikh faz do conceito clássico de concorrência é, na verdade, um caminho para aplicar uma teoria de escolha das técnicas particular que seria compatível com a controversa “lei de tendência” de queda da taxa de lucro sugerida por Marx no Volume III de *O Capital*. Ao longo do capítulo argumentamos que tanto

a supracitada “lei” como o idiossincrático procedimento de escolha das técnicas proposto por Shaikh têm inconsistências.

Apesar das divergências que serão levantadas, apontamos que ainda assim persistem pontos de convergência entre tradição sraffiana e o arcabouço teórico proposto por Shaikh, pois o autor fornece outros elementos (a exemplo da recuperação da noção de capital regulador de Marx) consistentes para análise da concorrência na perspectiva da abordagem do excedente, distante do método marginalista.

Iniciamos o capítulo com a discussão sobre concorrência clássica e a visão de Shaikh sobre o assunto (seção 1.1). Na sequência, a seção 1.2 analisa duas perspectivas distintas sobre a decisão capitalista de escolha das técnicas de produção e a seção 1.3 discute as diferentes formas de progresso técnico. A seção 1.4 sintetiza os três pontos fundamentais aos quais dirigimos críticas; finalmente, na seção 1.5 traçamos um breve paralelo com o objeto empírico desta tese, qual seja, a mudança tecnológica propagada pela revolução do *shale*.

1.1 Concorrência clássica

1.1.1 Posições normais em Smith e Ricardo

A concorrência tem um papel central na análise econômica por ser considerada a lei mais geral inerente ao funcionamento do modo de produção capitalista e por ser um princípio organizador das diferentes interpretações teóricas. Duas são as suas concepções de concorrência mais conhecidas: a clássica e a neoclássica (CLIFTON, 1977).

A primeira enfatiza a livre mobilidade de capitais na busca pelos maiores retornos possíveis como o mecanismo responsável pela tendência de equalização das taxas de lucro entre setores e da uniformidade de preços dentro do mesmo setor. De acordo com Garegnani (1983), no longo período a concorrência faz os preços de mercado gravitarem em torno dos seus valores naturais, aqueles que remuneram os custos de produção e geram uma taxa de lucro normal.

A concepção neoclássica diferencia-se por estar pautada numa perspectiva cournotiana na qual a concorrência (perfeita) está ligada a ideia de atomismo e competição ilimitada, ou seja, uma grande quantidade de pequenos agentes tomadores de preço (STIGLER, 1957). Nessa perspectiva, está intrínseca a noção de o número de agentes ser a variável-chave para a própria

definição de concorrência, pois se supõe que quanto maior a quantidade de ofertantes em dado mercado mais difícil é o conluio entre eles e, portanto, o preço no limite tende a ser não outro, mas aquele determinado pela interação entre curvas de oferta (total) e demanda de mercado.

Particularmente problemática, na nossa visão, é a tentativa de transplantar essa noção marginalista de número de agentes para modelos que se propõem a adotar uma perspectiva clássica de concorrência baseada em mobilidade de capitais, como é o caso de Sylos-Labini (1956) em seus modelos de oligopólio, que acaba resultado em certo ecletismo metodológico¹³.

Além de a noção de equilíbrio de pleno emprego típica de modelos neoclássicos ser ausente em Smith e Ricardo, para esses autores os preços naturais são considerados centros de gravitação dos preços de mercado. Em sistemas circulares como os da economia política clássica, dadas as condições técnicas de produção, o salário real e o produto social determinam-se o valor do excedente e a taxa de lucro. Assim, os preços de produção não dependem de curvas de oferta e demanda, mas sim dos custos de reprodução e da obtenção pelos capitalistas de lucro normal – a remuneração “pura” do capital necessária para encorajar a produção.

Na abordagem do excedente a quantidade demandada no curto prazo afeta diretamente os preços de mercado e indiretamente os preços de produção, desde que induza mudanças nos métodos produtivos (quando ocorre a necessidade de passar a usar recursos naturais escassos de menor qualidade, por exemplo) ou que em prazos mais longos modifique a própria técnica dominante via alteração da capacidade produtiva.

De acordo com Smith

When the price of any commodity is neither more nor less than what is sufficient to pay the rent of the land, the wages of the labour, and the profits of the stock employed (...) according to their natural rates, the commodity is then sold for what may be called its natural price. The commodity is then sold precisely for what it is worth, or for what it really costs the person who brings it to market (SMITH, 1961 [1776], cap.7).

A concorrência clássica não requer hipóteses gerais sobre retornos de escala¹⁴, apenas que a condição de livre mobilidade de capitais (e de trabalho) seja satisfeita, princípio pelo qual a competição funciona como uma regra que determina a *distribuição* do produto excedente de acordo com o capital (constante e variável) adiantado em cada processo produtivo, mas não o *tamanho* do excedente (SEMMLER, 1981). O mecanismo de mercado apresentado por Smith

¹³ Esse ponto será retomado no Capítulo 3.

¹⁴ Sendo, portanto, compatível com qualquer padrão de mudança técnica.

faz a produção se adequar à demanda efetiva¹⁵ pelo ajuste das quantidades em resposta aos desvios da taxa de lucro observada em relação à taxa de lucro normal¹⁶.

Ricardo adere ao mecanismo de Smith quando afirma

This restless desire on the part of all the employers of stock, to quit a less profitable for a more advantageous business, has a strong tendency to equalize the rate of profits of all, or to fix them in such proportions, as may in the estimation of the parties, compensate for any advantage which one may have, or may appear to have over the other (RICARDO, 1951 [1817], pp. 88-89).

It is then the desire, which every capitalist has, of diverting his funds from a less to a more profitable employment, that prevents the market price of the commodities from continuing for any length of time either much above, or much below their natural price (RICARDO, 1951 [1817], p. 91).

Sobre o processo de gravitação dos preços, Garegnani (1983) sustenta que apenas o sinal e não a magnitude dos desvios entre preço de mercado e preço natural determina o ajuste das quantidades levadas ao mercado, na medida que divergências de preço ($P_m \neq P_n$) resultam em desvios positivos ($P_m > P_n \rightarrow r_m > r_n$) ou negativos ($P_m < P_n \rightarrow r_m < r_n$) nas taxas de lucro, situações que tendem a ser corrigidas pelo mecanismo de mercado ($q_m \rightarrow q_{DE} \rightarrow P_n$) inerente à livre mobilidade de capitais em busca de lucros.

Nesse processo a produção se adequa à demanda efetiva e a tendência persistente dos preços naturais em longo período é dada fundamentalmente pelas condições que se materializam no custo de produção, resultado da utilização de uma técnica que minimiza os custos totais para dada variável distributiva exógena (o salário real).

As condições para aplicar o método das posições de longo período são gerais e basicamente dependem do que Garegnani (1987) chamou de *persistência das técnicas*, ou seja, a noção de que as técnicas não mudam continuamente de maneira abrupta e radical o tempo todo. Isso apenas reflete a razoável hipótese de que o progresso técnico em geral ou é contínuo, mas gradual e relativamente lento, ou quando é radical ocorre descontinuamente de modo que as invenções/ inovações radicais levam certo tempo para serem difundidas a ponto de serem incorporadas como tecnologia dominante¹⁷ (GAREGNANI, 1976).

¹⁵ Daqueles agentes que estão aptos a pagar o preço natural (de produção) da mercadoria (*effectual demand*).

¹⁶ Entretanto, Smith (1776) elenca alguns fatores que perturbariam o processo de gravitação dos preços de mercado em torno de seus valores naturais, criando diferenciais de rentabilidade: restrição sobre a mobilidade de capitais decorrente de demanda extra não acessível a todos, segredos industriais, monopólio e privilégios garantidos na lei.

¹⁷ A literatura também discute as condições de estabilidade do processo de gravitação dos preços de mercado em relação aos valores naturais. A gravitação é estaticamente estável no sentido marshalliano (direção do equilíbrio) e dinamicamente estável (intensidade do ajuste) para parâmetros de reação que não sejam muito altos. Sobre o assunto ver Serrano (2003) e Bellino & Serrano (2018).

Inspirada em Smith, essa metodologia é voltada a analisar as forças econômicas de caráter persistente a partir dos princípios mais gerais do sistema capitalista, como o fato de a técnica dominante e a taxa uniforme de lucro serem os fatores determinantes do preço de produção das mercadorias no contexto de concorrência com livre mobilidade de capitais. Conseqüentemente, na média, os preços de mercado (empíricos, observáveis) gravitem em torno (ou na direção) dos preços naturais (teóricos) de longo período, de modo que desvios substanciais entre os dois preços não são muito persistentes e tendem a ser eliminadas pelo mecanismo de mercado inerente à concorrência capitalista.

1.1.2 Marx e a leitura de Shaikh

Marx definiu concorrência como um processo dinâmico de rivalidade entre capitalistas em busca dos melhores métodos de produção, isto é, combinações entre capital e trabalho capazes de fornecer aos empresários taxas de lucro acima do normal, mesmo que temporariamente. Essa interpretação, também pautada na mobilidade de capitais, distingue-se notavelmente do arcabouço neoclássico do equilíbrio geral, por mais que a escola marginalista insista em interpretar Smith e Ricardo como precursores da concorrência perfeita (SEMMLER, 1984).

Há, contudo, algumas particularidades no conceito de concorrência de Marx que, na visão de Semmler (1981; 1984), é mais geral que a concepção de Smith e Ricardo. Trata-se da ideia de concorrência como um processo turbulento operado pelo capital onde os capitalistas buscam crescer e expandir sua parcela de mercado, eliminando sempre que possível seus rivais por meio da redução dos custos de produção. Assim, a concorrência representa uma batalha entre capitais na qual o fluxo de investimentos entre setores gera a tendência de equalização das taxas de lucro por meio de um processo notadamente “anárquico”, porém regulado pelos preços de produção. Esses últimos, por sua vez, dependem do que Marx chamou de técnica de produção socialmente necessária (ou técnica dominante), a qual Shaikh (1980, 2016) define como o método em que opera o capital regulador das taxas de lucro (subseção 1.1.3 adiante).

Eatwell (1987) acrescenta que para Marx a concorrência é um mecanismo próprio do desenvolvimento e dominância do modo de produção capitalista, regido pelos movimentos do capital em busca de realização de lucros. É, portanto, o princípio mais geral da economia

capitalista de mercado em torno do qual o seu método de análise está pautado. A concorrência tanto para Marx quanto nos clássicos permite realizar abstrações teóricas a partir dos limites impostos pelo comportamento rival das empresas, prescindindo da definição de estruturas de mercado específicas baseadas em número de agentes, grau de concentração ou premissas de caráter subjetivo, a exemplo das “preferências” da teoria marginalista.

Em seu livro recente, Shaikh (2016) propõe a retomada da abordagem clássica baseada nos trabalhos de Smith, Ricardo e sobretudo Marx como alternativa ao arcabouço marginalista do equilíbrio geral em suas variadas versões e o abandono da visão idealizada do capitalismo representada pela concorrência perfeita. Para tanto, o autor resgata o conceito concorrência de Marx e o define como *concorrência real*, cujo elemento básico é o permanente estado de “guerra” entre capitais onde a mudança tecnológica é a principal estratégia capitalista para reduzir custos e eliminar oponentes. As duas características centrais desse conceito são a noção de equilíbrio turbulento (em contraste com o ponto de repouso marginalista) e o comportamento proativo das firmas em definir os preços (não de tomá-los como “dados” pelo mercado).

De particular interesse ao desenvolvimento desta pesquisa é o debate teórico sobre escolha das técnicas, que repercutiu na literatura¹⁸ ao discutir a validade do teorema de Okishio (1961) e da suposta tendência declinante da taxa de lucro sustentada por autores marxistas. Em linhas gerais, buscaremos argumentar que a teoria de escolha das técnicas subjacente à noção de concorrência “real” é insatisfatória ao pressupor que um capitalista decidiria escolher um método de produção que maximiza a sua *margem* de lucro, e não a *taxa* de lucro.

O argumento de Shaikh (1978) é que por se tratar de processo turbulento similar a uma “guerra” a concorrência leva os capitalistas a uma incessante busca por técnicas de produção que permitam eliminar capitais concorrentes e gerar lucros anormais (mesmo que temporários) por meio da expansão do *market share* – sendo essa uma estratégia de sobrevivência própria da dinâmica concorrencial e não meramente voluntária.

Na interpretação de Shaikh (2016) o comportamento acima resulta em um viés “usador” de capital no progresso técnico, já que a minimização de custos unitários envolveria a utilização sistemática de técnicas cuja relação capital-produto (K/Y) fosse cada vez maior. Nessa perspectiva, mudanças tecnológicas visando aumentar a *margem* de lucro poderiam não apenas

¹⁸ Shaikh (1978, 1980), Steedman (1977, 1980), Roemer (1979), Nakatani (1980), Van Parijs (1980).

reduzir própria *taxa* de lucro de um capitalista individual, mas em nível agregado gerar a indesejada tendência declinante da taxa de lucro¹⁹.

Parece-nos oportuno questionar se na interpretação acima seria realmente o viés histórico do progresso técnico (um fato estilizado se considerado em termos da relação *técnica* K/L, mas que não significa que tal relação necessariamente implique num aumento da relação K/Y) suficiente para causar a suposta tendência declinante da taxa *geral* de lucro.

Antes de discutir as especificidades do procedimento de escolha das técnicas proposto por Shaikh (1978, 1980), objeto da próxima seção, é preciso examinar as características do conceito de concorrência “real” para entender os resultados deduzidos a partir dessa teoria.

O autor recorre a Harrod (1972) para diferenciar número de capitais (plantas em operação) de número de firmas, considerando que a capacidade instalada em uma indústria depende do número de capitais – que sofre alteração tanto por mudanças no tamanho das plantas existentes ou pela entrada/saída de firmas. Ou seja, a mobilidade de capitais pode ser vista também a partir das oportunidades de expansão das firmas existentes dentro da própria indústria. Nesse contexto, as firmas definem os seus preços, ou melhor, as suas técnicas de produção, a partir dos limites externos impostos pela concorrência, sendo os aspectos mais estruturais como a dinâmica dos custos e dos preços de produção condicionados pelos movimentos de capital que alteram a capacidade produtiva.

Dentro de uma indústria as condições de concorrência impõem uniformidade de preços. Contudo, as taxas de lucro são divergentes, dado que diferentes métodos de produção coexistem, isto é, capitais de diferentes “safras” tecnológicas operam simultaneamente.

De acordo com Shaikh (2016, cap. 7), na presença de capital fixo o lucro unitário e a taxa de lucro podem ser calculados conforme segue: para a *i*^{ésima} unidade de capital, sejam c_i = custo unitário²⁰, k_i = capital por unidade de produção em utilização normal, e p = preço, então:

¹⁹ Este ponto foi objeto de ampla discussão e críticas por autores *sraffianos*, tal como Steedman (1977) e Serrano (2009). Empiricamente a taxa de lucro parece crescer (e não declinar) em virtude da apropriação pelos capitalistas dos ganhos de produtividade, ao passo que o conflito distributivo ameniza a subida dos lucros. Okishio (1961) já demonstrou que logicamente não há progresso técnico que reduza a taxa de lucro quando o salário real é constante.

²⁰ “Defined as actual expenditures for materials, wages and amortization” (SHAIKH, 2016, p. 272). Após certa confusão com as nomenclaturas de custo, já que o autor utiliza livremente os termos custo unitário e custo operacional como sinônimos, em outro trecho Shaikh (2016, p. 316) clarifica que a sua definição de “custo unitário” é equivalente ao usual custo médio unitário, pois além de matérias-primas e salários, inclui a depreciação.

$m_i = p - c_i$ representa a margem de lucro por unidade de produção²¹, e

$r_i = \frac{m_i}{k_i} = \frac{p-c_i}{k_i}$ a taxa de lucro.

Operando no nível normal da capacidade o lucro unitário será maior para plantas de menor custo unitário e as taxas de lucro serão diferentes entre as plantas existentes, a depender da intensidade de capital (volume de capital adiantado por unidade de capacidade instalada).

As condições de concorrência “real” supõem que as firmas definam seus preços e cortem seus custos buscando 1) utilizar as melhores tecnologias de produção (reprodutíveis) disponíveis; e 2) gerar o maior excedente que estiver ao seu alcance por meio do aumento da intensidade/duração da jornada de trabalho e/ou corte dos salários reais. Como em (2) há um limite imposto pela própria mobilidade dos trabalhadores, as firmas buscam adotar plantas com maior escala e intensidade de capital, que resultam em custos unitários mais baixos²².

This form of increased mechanisation implies increased stocks of fixed capital, and increases in the stocks of capital advanced per unit of output – these being the principal means by which the unit cost-price (i.e. the flow of capital used up per unit output) is lowered (SHAIKH, 1978, p. 242).

Dado o preço de mercado, no modelo acima um maior lucro unitário obtido via maior intensidade de capital implica em menor taxa de lucro devido à necessidade de adiantar um volume maior de capital fixo para reduzir os custos unitários. Shaikh (1978, 1980) calcula a depreciação linearmente a partir do valor transferido do capital fixo para o produto. Assim, durante a vida útil do equipamento o seu custo corresponde à depreciação total no período, ou seja, cada unidade produzida carrega consigo a sua “cota” de custo referente ao capital fixo.

Surge, porém, a dúvida sobre o que levaria um capitalista a adotar uma técnica de produção que o levasse ao resultado acima, isto é, escolher uma técnica com base no lucro unitário e não na taxa de lucro, já que o capital fixo precisa ser amortizado. Essa abordagem particular sobre como o processo de concorrência afeta a escolha das técnicas contradiz o critério amplamente aceito na literatura econômica, qual seja, toda mudança tecnológica ocorre necessariamente no sentido de minimizar o custo unitário total: “*the result is that for all basic*

²¹ “I define the profit margin as the ratio of profits to cost-price (not circulating capital), and both in Marx and in my usage the term cost-price explicitly includes a depreciation allowance. (...) For Marx cost-price is the sum of constant and variable capital, and constant capital used up always includes the value transferred to the product by fixed capital” (SHAIKH, 1980, pp. 79-80, grifo nosso).

²² Aqui surge a primeira contradição na teoria de escolha das técnicas de Shaikh (2016, p. 265). Qual o critério para definir as “melhores condições reprodutíveis de produção”? Por melhor que seja um método do ponto de vista tecnológico, se ele reduz a taxa de lucro por que considerá-lo uma *best practice*?

uses the choice between the two methods will be exclusively grounded on cheapness” (SRAFFA, 1960, p. 99).

O critério normal é equivalente à escolha do método que sinalize a obtenção da maior taxa de lucro entre as opções disponíveis para dado salário real (PASINETTI, 1977). Infelizmente Shaikh (2016) resolve chamar a definição tradicional de “neoclássica”, pois estaria subjacente à teoria da concorrência perfeita – na sua visão distante de Marx, portanto.

A interpretação de Shaikh (2016) é que na batalha da concorrência as firmas líderes são agressivas na definição de seus preços e buscam impor aos seus concorrentes as maiores perdas possíveis com o objetivo de obter lucros sustentáveis frente a uma “guerra de preços”. Assim, o capitalista que opera a técnica de maior lucro unitário aceitaria uma taxa de lucro mais baixa se for possível forçar taxas de lucro ainda menores aos seus concorrentes, eliminando-os do mercado. *Haveria, portanto, uma relação positiva entre margem de lucro e “intensidade” de capital* – relação que ocorre quando o progresso técnico usa mais capital por unidade de produto; ainda assim, não haveria razão objetiva para a taxa de lucro cair como Shaikh sugere.

1.1.3 Capital regulador

No que concerne à competição *entre* indústrias a concorrência “real” não apresenta muitas novidades em relação ao mecanismo clássico responsável por equalizar as taxas de lucro. O fluxo de novos investimentos aumenta (reduz) relativamente à demanda em indústrias com maiores (menores) taxas de lucro exatamente como Ricardo (1817) descreve. A coexistência da tendência divergente de taxas de lucro dentro do mesmo setor, mas convergente entre os setores é explicada pela atuação do que Shaikh (2016) denomina de capital regulador, que representa o fluxo de novos investimentos em busca de oportunidades de realização de lucros.

Basicamente o capital regulador opera as melhores condições (reprodutíveis) de produção em determinada indústria, ou seja, as técnicas dominantes que fornecem uma expectativa de rentabilidade capaz de guiar as novas decisões de investimento e os preços de produção. *Portanto, a equalização das taxas de lucro entre indústrias acontece nesse grupo específico de capitais*. Quando as condições de produção não são reprodutíveis (a exemplo de terras de qualidade superior), o capital regulador é aquele que opera na terra de pior qualidade,

que precisa ser ativada para atender a demanda efetiva. As terras de melhor qualidade recebem o que Ricardo (1817) denominou de renda (diferencial) – assunto do próximo capítulo.

Adicionalmente, Shaikh (2016) sustenta que o capital regulador é líder de preços por operar com o menor custo de produção. Porém, a rigor, o capital regulador fixa o nível do preço de produção, mas não tem por que atuar como “líder de preços” no sentido usual. Qualquer firma pode fixar preços de mercado, mas a concorrência com o capital regulador torna outros preços diferentes daquele determinado pela técnica dominante insustentáveis estruturalmente. Ou seja, os capitais da indústria que operam sob condições técnicas inferiores ao serem obrigados a seguir os preços da técnica dominante obtêm lucros residuais. A coexistência de métodos torna inevitável a disparidade de taxas de lucro no mesmo setor, embora os preços sejam uniformes.

Quanto à equalização das taxas de lucro entre setores, trata-se de um processo turbulento que depende dos movimentos de expansão e retração típicos dos ciclos econômicos tratados por Marx. Outra forma de expressar a taxa de lucro objeto de equalização entre capitais reguladores é por meio da relação entre massa de lucros (P) e estoque de capital (K) ou ainda pela relação entre margem de lucro (m) e intensidade de capital (k), tal como em Shaikh (2016, p. 270):

$$r \equiv \frac{P}{K} = \frac{P/X}{K/X} = \frac{m}{k},$$

sendo X a produção total.

Conforme discutido, o critério de minimização do custo unitário na concorrência “real” resulta em margens de lucro maiores para os capitais reguladores que operam técnicas com maior relação capital-produto (K/Y). Isso é o mesmo que dizer que há um viés no progresso técnico, que pode ser definido como *capital-using*. Esse resultado decorre basicamente dos mecanismos concorrenciais retratados acima, os quais levariam a um procedimento de escolha das técnicas definido por Shaikh (2016) e outros autores²³ como estocástico, não determinístico. É justamente o comportamento “anárquico” dos capitalistas em competição que origina o estranho resultado de que poderia haver progresso técnico com redução da taxa geral de lucro (em se tratando de setores básicos), assunto para ser aprofundado na seção seguinte.

²³ Duménil e Lévy (1995, 1999); Foley (1999); Park (2001).

1.2 Escolha das técnicas e taxa de lucro

Como se sabe desde Sraffa (1960) no caso geral onde o capital é heterogêneo, ou seja, não consiste nos mesmos bens combinados nas mesmas proporções que os produtos produzidos por este capital, a relação entre preços relativos dos produtos e mudanças nas variáveis distributivas pode ser bastante irregular e complexa. Isto torna as análises formais da escolha das técnicas e dos padrões de progresso técnico potencialmente bastante complexas. Em nossa discussão, dados seus propósitos exclusivamente críticos, vamos supor que o capital é *homogêneo* em relação ao produto o que torna os preços relativos independentes da distribuição. Faremos isso porque 1) simplifica sobremaneira a análise do problema, mostrando os pontos centrais com clareza; e 2) Shaikh é provavelmente o autor que mais acredita que a hipótese de capital homogêneo é uma aproximação empírica razoável ao crer que os desvios entre os valores trabalho e preços de produção são *pequenos* (e se compensam aproximadamente no agregado).

No mundo real a distribuição funcional da renda afeta os preços relativos e conseqüentemente a viabilidade econômica de diferentes métodos produtivos. A esse respeito, a abordagem clássica do excedente enfatiza dois pontos centrais: 1) a relação inversa entre salário real e taxa de lucro; e 2) a relação complexa entre preços relativos e taxa de lucro, significando que não há como definir a “intensidade de capital” independentemente da distribuição e seu efeito sobre os preços relativos (PASINETTI, 1977, cap. 6). Pelas razões expostas acima, para simplificar estamos deixando de lado esse segundo aspecto.

Diversas interpretações do pensamento de Marx, inclusive a de Shaikh, consideram a proeminência do progresso técnico poupador de trabalho (mecanização ou *capital-using*) em detrimento às demais formas²⁴. Isso pode até ser válido no contexto histórico da primeira revolução industrial no qual a obra *O Capital* foi concebida, mas não nos parece adequado tratar o fenômeno da mecanização pura como uma lei geral do desenvolvimento capitalista, dada a existência das outras formas de progresso técnico (seção 1.3 abaixo). Entretanto, para essa linha de interpretação o aumento da composição orgânica do capital é o ponto central, a condição necessária para a suposta tendência declinante da taxa geral de lucro²⁵ e muitos autores não abrem mão de sustentar essa dedução justificando fidelidade aos escritos originais de Marx.

²⁴ Em seu artigo de 1978 Shaikh só trata do progresso técnico do tipo mecanização, por considera-lo a forma dominante no capitalismo moderno, e estranhamente deixa de lado as demais formas.

²⁵ Se o progresso técnico for poupador de trabalho e o salário real acompanhar o crescimento da produtividade do trabalho, a taxa de lucro de fato cairá.

Para discutir tal problemática é preciso explorar um ponto intermediário da relação entre K/W (composição orgânica em termos da razão entre o valor do estoque de capital e massa de salários) e taxa de lucro. Trata-se da teoria de escolha das técnicas proposta por Shaikh (1978, 1980, 2016), cujo papel é decisivo para a obtenção dos resultados que pretendem ser coerentes com Marx, principalmente em função de uma visão particular do processo concorrencial.

Inicialmente, vamos recuperar a determinação dos lucros nessa abordagem. É usual na literatura marxista a taxa de lucro em termos de valor (trabalho abstrato) ser calculada como:

$$r = \frac{s}{C+V} = \frac{s/V}{(C+V)/V} = \frac{(s/v)}{(C+V)+1},$$

onde s é o fluxo anual de excedente, C o capital constante, V o valor da força de trabalho em bens-salário (ambos em estoque), e v o fluxo anual de capital variável necessário para a gerar o excedente s .

Entretanto, autores como Steedman (1977) e Petri (1990) considerem a medida acima inadequada, pois a taxa de lucro que realmente importa para os capitalistas é aquela medida em termos monetários, não em trabalho abstrato. Marx assume no Volume I de *O Capital* que as mercadorias são transacionadas a preços proporcionais aos seus valores-trabalho, gerando uma tendência à uniformidade da taxa de lucro desde que a composição orgânica do capital fosse também uniforme entre os setores.

Há uma longa discussão²⁶ acerca da transformação de valores-trabalho em preços de produção, dado que a tendência do sistema em direção a uma taxa de lucro normal faz os preços relativos (de produção) desviarem de seus valores medidos em trabalho abstrato, conforme Marx demonstrou. Para Marx estes desvios não eram pequenos, mas no agregado, entretanto, os desvios se compensariam e, portanto, a taxa geral de lucro poderia ser calculada em termos de valores. Não nos cabe retomar esse debate, apenas ressaltar que a determinação consistente dos preços de produção e da taxa geral de lucro depende tão somente das condições técnicas de produção e do salário real imputados no sistema de equações *simultâneas* de Sraffa (1960):

$$(pA + wl)(1 + r) = pB,$$

onde A e B são, respectivamente, as matrizes dos coeficientes de insumo e produto, p o vetor dos preços de produção, w o salário real exógeno, l o vetor trabalho e r a taxa de lucro uniforme.

²⁶ Ver Lucas e Serrano (2018).

Portanto, a discussão acerca da escolha das técnicas e da suposta tendência declinante da taxa de lucro não depende da validade do procedimento de transformação de Marx. De acordo com Serrano (2009), a prova matemática de Okishio (1961) sobre a impossibilidade de a taxa de lucro cair quando há progresso técnico é uma constatação mais geral, que decorre das próprias condições de concorrência impostas pela economia capitalista de mercado.

Para começar da maneira mais simples possível, vamos fazer um paralelo entre a contabilidade em trabalho abstrato e a contabilidade social convencional para avaliar as possibilidades de escolha capitalista entre dois métodos de produção. Partimos da hipótese de que há apenas capital circulante e o tempo de rotação é 1.

Seja t o valor de uma mercadoria medido pela contabilidade marxista; em termos agregados seu equivalente seria o valor bruto da produção (VBP). A taxa de lucro (r) pode ser calculada em termos de trabalho abstrato pela razão entre o valor da mercadoria e seu custo total ($c + v$) ou no agregado pela razão entre VBP e salários (W) mais consumo intermediário (CI).

$$t \equiv s + v + c$$

Sendo P o lucro agregado, temos:

$$VBP \equiv (P + W) + CI$$

$$(1 + r) = \frac{t}{c + v} = \frac{VBP}{(W + CI)}$$

Se considerarmos que o preço de produção (p) equivale à quantidade de trabalho incorporado²⁷, podemos escrever simplesmente:

$$p = (1 + r)(c + v)$$

Entretanto, Garegnani e Petri (1989) enfatizam que a equação acima tem uma falha, reconhecida pelo próprio Marx, qual seja, a mensuração do capital constante e variável em termos de trabalho incorporado, quando o correto seria em termos de seus respectivos preços de produção. Esse aspecto, contudo, não altera os resultados aos quais queremos chegar.

Suponhamos a existência de dois métodos de produção cujos custos unitários são dados por $\alpha, \beta \rightarrow \frac{c+v}{t}$, de tal modo que o custo de $\alpha > \beta$, implicando em $r_\alpha < r_\beta$.

²⁷ Em Sraffa (1960) não há essa dicotomia; o valor de uma mercadoria é o seu preço de produção (preço natural).

Seja ainda o produto (Y) sob a ótica da renda dado por:

$$Y = wL + rK,$$

onde w é o salário real, de tal modo que a massa de salários (W) fica determinada por:

$$W = \frac{Y}{L} - r \cdot \frac{K}{L}, \text{ onde } \frac{K}{L} = \frac{(K/Y)}{(L/Y)}$$

Graficamente:

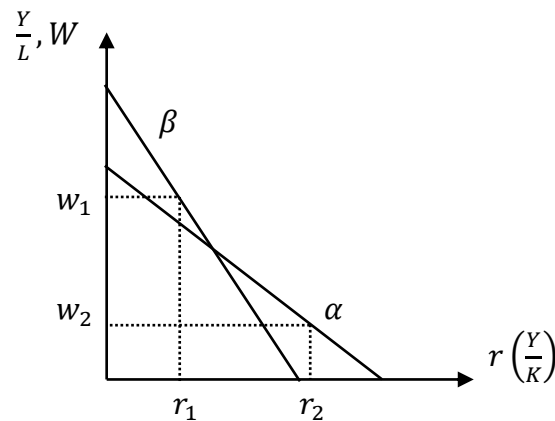


Figura 1: Escolha das técnicas com capital circulante
Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 1 percebe-se que a técnica β possui menor custo total quando o salário real é mais alto (w_1), pois ela supera α em termos de taxa de lucro (r_1). Porém, a um salário real mais baixo (w_2) a taxa de lucro (r_2) fornecida por α é maior. Isso ocorre porque β é uma técnica poupadora de trabalho, enquanto α é poupadora de capital. Por definição o critério de escolha é o menor custo unitário total, portanto, o menor preço de produção da mercadoria (PASINETTI, 1977).

Vamos agora utilizar o arcabouço proposto em Shaikh (1978) para discutir por que não faz sentido econômico a escolha de uma técnica que diminua a taxa de lucro.

Em primeiro lugar, cabe diferenciar três medidas de taxa de lucro utilizadas para analisar o efeito de uma inovação: 1) a taxa de lucro antiga, que se refere ao preço e técnica em uso por todos capitalistas antes da inovação; 2) a taxa de lucro de transição, esperada pelo empresário individual que adota uma nova técnica ao preço antigo; e 3) a nova taxa de lucro (final) avaliada sobre o novo preço, quando a técnica inovadora é disseminada para todos os capitalistas.

Em segundo lugar, é sabido que em sistemas com capital fixo a margem e a taxa de lucro não são equivalentes. Contudo, na concorrência “real” a postura dos empresários em ativamente cortar custos unitários os coloca em busca permanente por maiores *margens* de lucro, mesmo que a *taxa* de lucro venha a ser (involuntariamente) *menor* em virtude do maior estoque de capital (que precisa ser amortizado) necessário para aumentar a produtividade do trabalho (reduzir custos unitários). Steedman (1980) concentra a sua crítica na inconsistência deste ponto, embora Shaikh (1980) ao respondê-lo focalize o seu argumento em outra coisa.

Segundo o autor, haveria dois critérios para a escolha de um novo método de produção, sempre considerando um dado salário real:

- 1) Critério competitivo: quando a inovação reduz os custos unitários de modo que tanto a margem como a taxa de lucro transacionais são maiores ou pelo menos iguais às que prevaleciam anteriormente; porém a taxa de lucro final poderá ser mais baixa; e
- 2) Critério de “otimização”: no qual o capitalista adota um novo método que possibilite uma taxa de lucro transacional maior, caso contrário não haveria incentivo para a mudança; a taxa de lucro final (esperada) deverá ser maior, jamais inferior a inicial.

Shaikh (1978) defende que o critério competitivo tem maior aderência ao seu conceito de concorrência “real”, entretanto ele busca invalidar o Teorema de Okishio argumentando que a técnica de menor custo, maior margem unitária, maior taxa de lucro transacional, e *menor* taxa de lucro final seria a escolhida. Resta saber o porquê.

O argumento gira em torno de dois aspectos do comportamento capitalista: o que um empresário faz voluntariamente e o que ele é forçado a fazer pela concorrência. Certamente um método que reduzisse o lucro esperado não seria escolhido de maneira voluntária. Porém, na abordagem da concorrência como “guerra de preços” – onde os capitais rivalizam para ganhar *market share* – a própria dinâmica imprevisível acerca do resultado das inovações e do comportamento dos oponentes implicaria na adoção de novos métodos que *involuntariamente* reduzem a taxa de lucro. Seria esse o preço a ser pago para vencer a “batalha” concorrencial.

Na verdade, Shaikh propõe uma teoria de escolha das técnicas idiossincrática que seja compatível com a discutível “lei de tendência” declinante da taxa de lucro e, para tanto, faz uma leitura particular do conceito de concorrência de Marx, que do nosso ponto de vista não apresenta diferença substancial em relação à concepção clássica. Nessa linha de interpretação, acaba atribuindo a Okishio e autores sraffianos a utilização do conceito de concorrência perfeita em seus modelos, que supostamente seria uma hipótese subjacente ao critério de “otimização”

– onde a técnica escolhida é sempre aquela de maior taxa de lucro final. Semmler (1987) defende Shaikh ao alegar que o Teorema de Okishio só teria validade sob hipóteses restritivas, como informação completa sobre o fluxo de caixa futuro, sobre o custo de capital das inovações, além de previsibilidade acerca da reação dos concorrentes. Retornaremos a esse ponto no final.

Antes, é preciso entender como Shaikh (1978) formaliza o seu argumento. Utilizando as definições de margem de lucro sobre os custos (m_i) e taxa de lucro (r_i) sobre o capital adiantado (apresentadas na subseção 1.1.2 acima) é possível analisar os *trade-offs* entre salário real/margem de lucro e salário real/taxa de lucro para dois métodos distintos (A e B), sendo o primeiro caracterizado por produção manual e o segundo, produção mecanizada.

Graficamente:

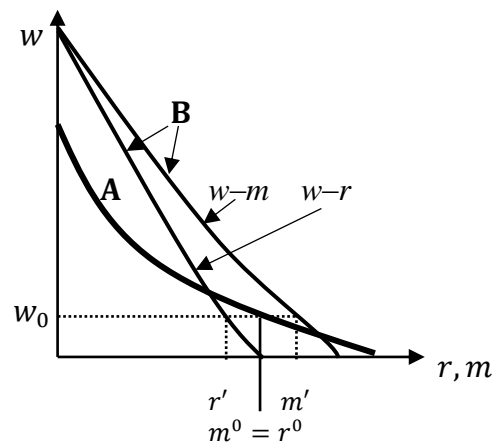


Figura 2: Escolha das técnicas segundo Shaikh
Fonte: Shaikh (1978, p. 243).

Na Figura 2 acima se supõe que a técnica A usa apenas capital circulante, desse modo $m^0 = r^0$. Quando o sistema usa capital fixo (técnica B) evidentemente as duas magnitudes divergem para dado salário real (w_0). Pelo critério que Shaikh chama de “otimização” a técnica B jamais seria escolhida, pois ela reduz a taxa de lucro. Pelo seu próprio critério “competitivo” B seria escolhida por resultar em margem de lucro sobre o custo unitário superior à técnica A.

Não obstante, há uma questão nada trivial que fica obscurecida quando Shaikh apresenta as suas definições de margem e taxa de lucro. Como o autor considera que a *margem* inclui a reposição do capital fixo (depreciação), na prática estamos diante do conceito de *taxa* de lucro, já que são considerados os custos totais (não apenas o custo variável unitário). Acontece que a forma de Shaikh calcular a taxa de lucro pela razão entre lucro unitário e capital unitário (m/k) simplesmente ignora o fato que o investimento no estoque de capital fixo envolve o recebimento

de lucros por n períodos, ou seja, depende da vida útil do equipamento. É como se as empresas jogassem fora a máquina após o primeiro ano, conforme identificado por Roemer (1979).

Na prática o que Shaikh chama de *margem* de lucro é de fato a taxa de lucro calculada corretamente levando em consideração a durabilidade do capital fixo. Assim sendo, o fato de $m = r$ torna completamente sem sentido a curva B (Figura 2) que supostamente representa $w - r$ e, conseqüentemente, a sua teoria de escolha das técnicas. Se, como Shaikh sustenta, os capitalistas maximizam a margem de lucro, eles na verdade maximizam a *taxa* de lucro, como em Okishio e Sraffa e, para dado salário real, a taxa de lucro não pode cair via progresso técnico.

Em seu livro recente, Shaikh (2016, cap.7, seção VII.3) acrescenta novos elementos à análise em linha com Park (2001), que parecem em parte flexibilizar seus resultados anteriores.

Real competition could exhibit either rising or falling trends in the profit rate, or successive epochs of each, at given real wages. So the question becomes: What determines the probabilities of the two types of technical change? (...) The path of the rate of profit depends on the interactions between two things: (1) the nature of innovation, that is, about the range of alternatives available to the firm at any moment of time; and (2) the criterion for the adoption of a new method of production (SHAIKH, 2016, pp. 322-323).

O primeiro caso parte de uma distribuição probabilística neutra entre variação dos custos unitários (c) e dos custos de capital (k) conforme ocorra mudança da técnica. Ou seja, o efeito sobre as duas categorias de custo referente a escolha entre um leque de técnicas disponíveis é distribuído em uma fronteira circular de igual probabilidade (ver Park, 2001, pp. 92-93). Neste caso não haveria um viés tecnológico específico, de modo que valeria o critério de Okishio pelo qual a taxa de lucro aumenta com o progresso técnico. Entretanto, novamente o conceito de concorrência que pretende ser fiel a Marx é invocado para se chegar ao segundo caso: a redução dos custos unitários ocorre a expensas de um maior custo de capital, de modo que haveria uma correlação negativa entre ambos²⁸. Assim, volta-se à ideia de viés tecnológico.

Shaikh (2016) sustenta que o segundo caso seria o mais *provável* no longo prazo (mesmo que se manifestem as contratendências), pois em linha com os escritos de Marx ele supõe a dominância das tecnologias poupadoras de trabalho. A passagem acima deixa claro que o primeiro caso não é descartado *a priori* e dependerá da neutralidade do progresso técnico.

Por ora, é importante registrar que um viés tecnológico por si só garantiria apenas a queda da taxa máxima de lucro e não da taxa efetiva de lucro (ponto tratado na próxima seção).

²⁸ Distribuição de probabilidade elíptica, segundo a abordagem de Park (2001).

Para que a taxa de lucro efetiva caia seriam necessários dois passos: 1) que o viés seja “usador” de capital; e 2) que a escolha das técnicas siga o critério nada usual apresentado acima.

1.3 Progresso técnico

Diante do que foi discutido na seção anterior, é importante examinar como a literatura trata a questão do progresso técnico para avaliar 1) se faz sentido falar em viés tecnológico em perspectiva histórica; e 2) se essa é a causa da suposta tendência declinante da taxa de lucro.

Supondo capital K homogêneo em relação ao produto Y , medidas usuais de progresso técnico incluem o crescimento da produtividade do trabalho, isto é, a evolução do produto por trabalhador (Y/L) e considerações sobre a trajetória da relação capital-produto (K/Y). Na literatura econômica o progresso técnico é classificado basicamente em três tipos: *capital-using*, *capital-saving* e neutro, sendo que neste último tipo a relação capital-produto (K/Y) é constante, ou seja, trabalho é poupado igualmente nos setores de bens de consumo e bens de capital. Essas formas de progresso técnico dizem respeito ao critério de Harrod (1948) baseado na relação capital-produto (K/Y). Por sua vez, a definição de Hicks (1932), que não trataremos, diz respeito ao comportamento da relação técnica capital-trabalho (K/L).

Começemos com a relação entre massa de lucros (P) e salários (W), também conhecida como taxa de mais-valia, expressa como

$$\frac{P}{W} = \frac{P}{K} \cdot \frac{K}{W} = r \cdot \omega,$$

onde K representa o capital total, r é a taxa de lucro e ω a composição orgânica do capital medida em preços de produção (K/W).

Schefold (1976, p. 807) faz uso das relações acima para examinar os efeitos do progresso técnico sobre a taxa de lucro. Simplificadamente, se o salário real é mantido constante todo progresso técnico inevitavelmente aumenta a taxa de lucro; por outro lado, supondo que a distribuição medida pela relação P/W fique inalterada, se houver progresso técnico os seus ganhos se traduzem em aumento do salário real, mantendo-se constante a taxa de lucro.

A forma mais primitiva de progresso técnico é a própria divisão do trabalho, onde os ganhos de produtividade resultam do aumento da especialização nos processos produtivos. Essa seria uma versão primordial do progresso técnico tipo Harrod-neutro (*labor-augmenting*).

Vamos supor que um processo de divisão do trabalho ocorra simultaneamente em todas as indústrias possibilitando reduzir na proporção $\alpha < 1$ o trabalho socialmente necessário para a produzir o mesmo produto total. Conseqüentemente, para dada taxa de lucro, todos os preços medidos em termos de bens salários ($\dot{p} = p/w$) caem na mesma magnitude α . Neste caso específico, o progresso técnico é neutro porque a composição orgânica do capital não muda e a distribuição permanece constante mesmo com um salário real maior (SCHEFOLD, 1976).

Entretanto, é possível que a produtividade em alguns setores cresça mais que em outros, mesmo assim a diminuição dos requisitos físicos de trabalho não aumenta *necessariamente* a composição orgânica porque a queda do salário pago por unidade de produto em alguma medida é compensada pela redução no preço de produção das matérias-primas (cujos requisitos de trabalho também caem). Esse último efeito reduz o valor do capital circulante, podendo ao final caracterizar o progresso técnico como neutro (e não obrigatoriamente poupador de trabalho) quando mantida a hipótese de distribuição inalterada, isto é, uma taxa de lucro dada²⁹.

Quando novas máquinas de preço e eficiência iguais às existentes entram em operação substituindo processos produtivos manuais o progresso técnico configura-se como mecanização, caracterizado pela simples substituição de trabalho por capital em setores anteriormente trabalho-intensivos. Neste caso não há ganho de produtividade no setor de produção de bens de capital, apenas mecanização de um número maior de setores. A composição orgânica inevitavelmente aumenta porque o capital constante cresce proporcionalmente mais que o emprego e os salários (BRESSER-PEREIRA, 1986, cap. 3).

Schefold (1976) examina ainda o progresso técnico poupador de matéria-prima (capital circulante), que geralmente decorre da obtenção de ganhos de escala produtiva (porém há retornos constantes para *dada* técnica). Este caso é a contraparte do progresso poupador de trabalho (*capital-using*), pois ao economizar matéria-prima há uma tendência de diminuição da composição orgânica do capital e do preço dos bens finais (para dada taxa de lucro). Embora não ocorra redução dos requisitos diretos de trabalho, já que se está poupando capital circulante, há redução dos requisitos indiretos de trabalho necessários para a produção da matéria-prima.

²⁹ Ou seja, a composição orgânica do capital pode permanecer constante à despeito de uma maior proporção *física* entre bens de capital e trabalho (SCHEFOLD, 1997, cap. 12).

Finalmente, podemos mencionar as invenções – novos métodos radicalmente diferentes para a produção de uma mesma mercadoria. Trata-se da completa substituição de métodos e/ou introdução de novas máquinas em processos já mecanizados, inclusive na produção de bens de capital. Abre-se espaço para o que Schefold (1976) denomina “mecanização em segundo grau”, que resulta em um tipo de progresso técnico *a priori* sem viés (neutro). Dada a incerteza quando invenções são introduzidas e a influência da distribuição sobre a sua viabilidade econômica, a composição orgânica do capital pode ir para qualquer direção e não faz muito sentido falar em tendência histórica/secular de aumento da composição orgânica.

Segundo Schefold, o próprio Marx sugere em *Theories of Surplus Value* que um progresso técnico poupador de matéria-prima (*capital-saving*), ao reduzir o preço relativo dos bens intermediários, poderia contrabalançar a tendência de a composição orgânica do capital aumentar em virtude da crescente mecanização de processos.

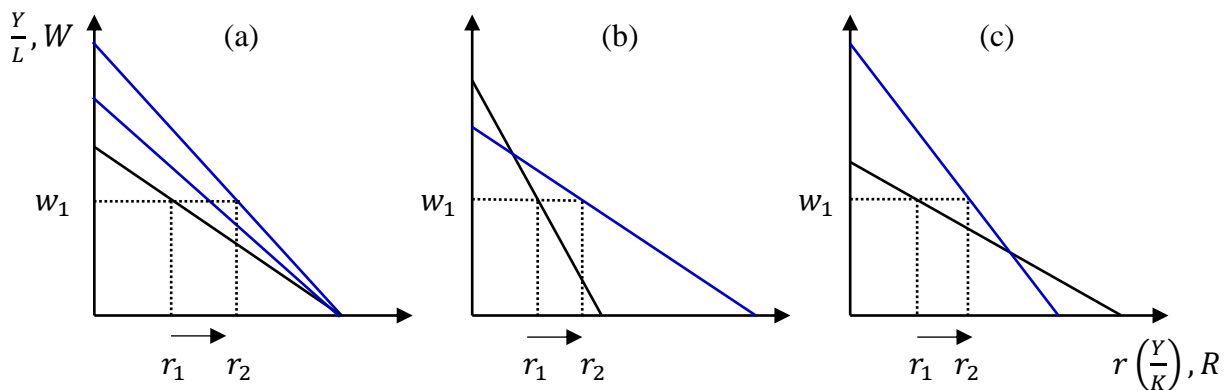


Figura 3 (a, b, c): Tipologias de progresso técnico com capital homogêneo
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3 resume as diferentes formas de progresso técnico. Qualquer mudança técnica que faça K/Y permanecer constante é Harrod-neutra (Figura 3a), que diminua K/Y é *capital-saving* (Figura 3b), e que aumente K/Y é *capital-using* (Figura 3c). Nenhuma delas diminui a taxa de lucro; ao contrário, para dado salário real w_1 a taxa de lucro aumenta nos três casos.

A taxa máxima de lucro (R) diminui quando o progresso técnico é *capital-using* (mecanização, Figura 3c), pois o valor do capital fixo cresce mais rapidamente que o valor do produto líquido. A taxa de lucro efetiva (r) é a razão entre excedente e capital total, sendo máxima ($Y/K = R/K$) somente quando a parcela dos salários for zero, ou seja, $r = R(1 - w)$.

1.4 Três críticas dirigidas a Shaikh

Crítica 1: não faz sentido atribuir um viés endógeno ao progresso técnico.

Basicamente, uma dedução apriorística que toda mudança técnica aumenta a composição orgânica do capital é apressada. Mesmo aumentando a relação *técnica* K/L, não há como descartar o efeito de outras formas de progresso técnico que podem levar essa relação em termos de valor (K/W) para qualquer direção, devido à natureza complexa das interações entre distribuição, preços relativos e tecnologia. O progresso técnico no mundo real pode ter qualquer viés. Ele quase sempre aumenta a relação K/L, mas não tem nenhum efeito necessário sobre K/Y em uma direção ou noutra. Isso pode ser percebido pelo fato de $K/L = (K/Y) / (L/Y)$. Se há uma tendência sistemática à queda de L/Y mesmo com K/Y constante ou até levemente decrescente (cai menos que L/Y), K/L sempre aumenta.

Simplesmente não faz sentido econômico a escolha voluntária de um método que venha a reduzir a taxa de lucro. Na proposição de Shaikh o progresso técnico tipo *capital-using* não é suficiente para a tendência declinante da taxa de lucro, a qual depende de uma teoria de escolha das técnicas que não apenas gera o viés endogenamente como também reduz o a taxa de lucro.

Crítica 2: mesmo que houvesse um viés histórico no progresso técnico, não haveria motivo para a taxa de lucro cair.

Shaikh afirma que K/Y sempre aumenta, o que é arbitrário e depende da sua teoria de escolha das técnicas. É fundamental notar que mesmo se admitindo uma tendência de sistemático aumento da composição orgânica do capital (o que em si já é um problema, pois não há razões objetivas para um capitalista “preferir” poupar trabalho a capital) não haveria motivo para a taxa de lucro cair e essa queda ser atribuída à mudança tecnológica, pois a nova técnica simplesmente não seria escolhida. Caso o fosse e tal decisão diminuísse a taxa de lucro, haveria incentivo para o capitalista retornar à técnica antiga, mesmo que a taxa *máxima* caia.

Ainda que se considere todas as incertezas que permeiam a introdução de inovações tecnológicas, comuns no mundo real, não faz sentido supor que um empresário erre sistematicamente e persista no erro. Parece problemático acreditar que o resultado de um capitalista individual que eventualmente teve a sua taxa de lucro reduzida possa ser replicado

em nível agregado, ou seja, a taxa *geral* de lucro não deve cair por decisões voluntárias dos capitalistas, mas pode cair por outros motivos que não dizem respeito ao progresso técnico³⁰.

Crítica 3: a eventual redução da taxa *máxima* de lucro não reduz a taxa efetiva.

Shaikh atribui à prevalência histórica do progresso técnico tipo mecanização uma tendência secular de “excessiva” acumulação de capital, situação que Marx identificou como causa de crises sistemáticas na economia capitalista.

The proposition that mechanisation, so defined, lowers the maximum rate of profit would appear to imply that sooner or later the actual rate of profit must necessarily fall. And indeed this is exactly how it has been interpreted by many Marxists. The basic logic of Marx's argument, therefore, seems to emerge unscathed (SHAIKH, 1978, p. 240).

Na verdade, como vimos, o aumento da composição orgânica do capital deriva da concepção particular de concorrência como “guerra de preços”, a qual geraria um viés tecnológico poupador de trabalho (*capital-using*), seja pela necessidade de um capitalista expulsar seus rivais do mercado reduzindo custos de produção ou pela incessante busca em aumentar a geração de mais-valia relativa (via crescimento da produtividade do trabalho). Como o acirramento do conflito distributivo impõe limites à apropriação do excedente por parte dos capitalistas, as crises recorrentes seriam a manifestação concreta de uma tendência declinante da taxa geral de lucro, precedida de reduções da taxa *máxima* de lucro.

Objetivamente o argumento acima só se tornaria realidade quando o salário real caísse a zero e a taxa efetiva de lucro fosse igual a máxima, isto é, no limite $r = R$. Porém, ao se aproximar de tal situação extrema muito provavelmente a reprodução da economia deixaria de ser viável, o que confere à referida hipótese um caráter implausível.

Cabe, agora, finalizar esta seção fazendo alguns comentários de natureza mais geral.

Sraffa (1960) de fato não menciona uma teoria da concorrência em sua principal obra, mas o seu projeto de retomada da abordagem clássica do excedente é explícito em fornecer uma alternativa aos fundamentos subjetivos da teoria marginalista, ao contrário de utilizá-los. Quanto à Marx, parece-nos haver muito mais continuidade do que ruptura no seu pensamento em relação aos economistas clássicos (de Smith a Ricardo), tal como em Sraffa há.

³⁰ Notadamente devido a problemas de realização, isto é, insuficiência de demanda efetiva. Ademais, em linha com Kalecki (1943), o acirramento do conflito distributivo em contextos de aumento do poder de barganha da classe trabalhadora tende a impactar negativamente a taxa de lucro, situação em que o fator político frequentemente é uma causa determinante das crises quando a classe capitalista busca reverter a distribuição de renda em seu favor.

The price of production includes the average profit. We call it price of production. It is really what Adam Smith calls natural price, Ricardo calls price of production, or cost of production, and the physiocrats call *prix nécessaire*, because in the long run it is a prerequisite of supply, of the reproduction of commodities in every individual sphere (MARX, 1909 [1894], p. 144).

Analisadas desse ângulo, as contribuições sistematizadas por Shaikh (2016) sobre concorrência e a noção de capital regulador representam um importante avanço para a retomada da abordagem clássica que se soma ao esforço empreendido pelos seguidores de Sraffa, entretanto a sua peculiar teoria de escolha das técnicas do nosso ponto de vista precisa ser abandonada. Feita essa ressalva sobre o procedimento de escolha dos métodos de produção, no qual não parece haver distinção metodológica entre Ricardo, Marx e os Sraffianos, também não há razão para distinguir a concorrência dita “real” e o mecanismo clássico, já que a única diferença que Shaikh atribui é a teoria de escolha das técnicas, uma distinção artificial, portanto.

1.5 Teoria e realidade: a revolução tecnológica do *shale*

A discussão teórica que acabamos de realizar em alguns pontos pode parecer excessivamente abstrata, porém ela é fundamental ao fornecer parte das categorias de análise que sustentam a nossa interpretação do objeto empírico deste trabalho: a revolução tecnológica do *shale* na produção de petróleo em curso nos Estados Unidos durante a última década.

A tese desenvolvida nos capítulos subsequentes é que o método do *fracking*, agora amplamente difundido na produção petrolífera americana, passou a ser a tecnologia dominante para a determinação do preço de produção “normal” do petróleo no mercado internacional. Essa mudança tem sido responsável pelos seguintes efeitos: 1) a queda estrutural e persistente do preço do petróleo; 2) um processo de desconcentração da oferta a partir da entrada de novos concorrentes em território americano; 3) uma nova dinâmica concorrencial decorrente da maior mobilidade de capitais e dos atributos técnico-econômicos da chamada produção não convencional, que têm tornado mais célere o ajuste das quantidades.

Ao definir técnica dominante (ou socialmente necessária) Eatwell (1990, p. 342) observa que se trata de um conceito econômico cuja centralidade é a determinação dos preços de produção, ou seja, a técnica não precisa ser *tecnologicamente* dominante. Discutiremos no Capítulo 3 que o mercado de petróleo possui como importante característica a escassez artificial

de oferta, implicando na coexistência de diferentes métodos de produção³¹, parte deles de caráter tecnologicamente superior (custos mais baixos), possibilitando um número limitado de produtores auferir “superlucros” sob a forma de rendas. Entretanto, por razões diversas essas técnicas não são disseminadas a ponto de afetar a determinação dos preços vigentes no mercado.

No que diz respeito ao debate sobre escolha das técnicas, os dados apresentados no Capítulo 4 sinalizam que o progresso técnico incorporado na revolução do *shale* tem caráter predominantemente poupador de capital, isto é, o *fracking* teria menor relação K/Y se comparado aos métodos convencionais de produção petrolífera³² – exatamente a direção contrária do viés tecnológico sustentado por Anwar Shaikh.

Ademais, precisamente por ser lucrativa, a tecnologia *fracking* vem sendo difundida em escala suficiente para afetar os preços de mercado e se configurar como o novo capital regulador dos preços de produção do petróleo. Devido à necessidade de menor aporte de capital inicial para entrada na indústria, menores graus de indivisibilidade e especificidade dos bens de capital, e maior rapidez em aumentar a quantidade levada ao mercado a adoção do novo método já foi capaz de alterar a dinâmica do processo de gravitação dos preços de mercado na direção dos preços naturais.

Como petróleo não é propriamente um bem supérfluo, sendo provavelmente o bem básico mais importante do sistema capitalista (pensado em sentido amplo como a principal fonte de energia do sistema), qualquer transformação radical na forma de produção dessa mercadoria tem grandes repercussões sobre outras indústrias e, portanto, sobre os demais preços relativos. Assim, por não se tratar de uma mudança tecnológica trivial, acreditamos que uma interpretação desse fenômeno na perspectiva da economia política é não apenas oportuna, mas necessária.

³¹ Incluindo tecnologias que Joan Robinson (1962) denominava “fósseis”, isto é, métodos ultrapassados que não são mais reproduzidos por possuírem maior custo de produção e gerarem lucro abaixo do normal; mesmo assim, a operação continua em plantas já instaladas enquanto a demanda possibilitar a obtenção de quase-rendas positivas.

³² Apesar dos indícios identificados, uma análise tipo insumo-produto seria necessária para confirmar esse padrão.

CAPÍTULO 2 – RENDA DOS RECURSOS NATURAIS NA ABORDAGEM SRAFFIANA

Este capítulo de natureza conceitual tem o propósito de recapitular as diferentes categorias de renda utilizadas para examinar a determinação do preço de produção de recursos naturais na perspectiva sraffiana. Na seção 2.1 discutimos as rendas aplicáveis aos recursos renováveis, enquanto a seção 2.2 dedica-se aos recursos não renováveis analisando o caso específico das minas e fazendo um paralelo com o petróleo ao final.

2.1 Renda dos recursos naturais renováveis

Basicamente quatro tipos de rendas precisam ser examinados para estudar as forças que regulam o preço de longo período de recursos naturais renováveis (terra) na abordagem do excedente. Fioritti (2016, cap. 2) sublinha que as rendas diferenciais (extensiva e intensiva) se manifestam a partir do processo de concorrência entre capitais sempre que diferentes métodos de produção precisam coexistir quando alguma escassez impede que a demanda efetiva seja atendida. Segundo Sraffa (1960, cap. 11), a coexistência de métodos que usam recursos naturais em intensidade ou de tipos diferentes é evidência suficiente da existência de escassez. Por outro lado, as rendas de monopólio e absoluta não dependem dessa premissa e resultam de construções político-institucionais. Discutiremos sucintamente a origem e as características básicas desses conceitos.

A **renda diferencial extensiva** (tipo I) surge quando duas ou mais terras de qualidades diferentes precisam ser utilizadas simultaneamente em virtude de algum tipo de escassez ou restrição de capacidade envolvendo a melhor terra (de custo mais baixo). A última terra utilizada para atender a demanda efetiva não paga renda por ter o custo de produção mais alto, porém ela regula o preço de produção da mercadoria – que é uniforme devido à concorrência. Assim, as demais terras de melhor “fertilidade” (menores custos) auferem rendas que correspondem ao diferencial entre os seus custos (mais baixos, incluindo o lucro normal) e o preço vigente no mercado.

É importante destacar que 1) o ordenamento das terras é afetado por mudanças na distribuição, já que quando a produção utiliza vários insumos diferentes os custos dos métodos de produção dependem dos preços relativos desses insumos que, por sua vez, são produzidos usando diferentes proporções entre trabalho e meios de produção, variando, portanto, de maneira complexa com a distribuição entre lucros e salários (KURZ, 1978); e 2) a renda não entra no preço, ela é decorrente dele: “*corn [price] is not high because a rent is paid, but a rent is paid because corn [price] is high*” (RICARDO, 1951 [1817], p. 74).

A **renda diferencial intensiva** (tipo II) também sinaliza escassez, ou seja, a impossibilidade de atender toda a demanda efetiva do setor utilizando apenas o método com menores custos de produção, mas compreende o uso de dois métodos que usam o mesmo tipo de terra em proporções diferentes. Suponha que o método A seja relativamente mais barato e o método B mais caro para produzir dada mercadoria. Na prevalência de um preço único, resultado da concorrência, a vantagem do método A (menor custo físico em capital e trabalho) é anulada por ele utilizar relativamente mais terra e assim pagar mais renda. Simetricamente, a desvantagem do método B (ser mais caro) é compensada pelo fato do recurso terra ser poupado, pois menos hectares são utilizados mais intensamente, resultando em menor renda a ser paga – o oposto do caso anterior. Note que a renda *por hectare* é igual em ambos os casos e ela entra no preço de produção. A diferença central é a intensidade do uso da terra em cada método.

A renda diferencial teve um primeiro tratamento rigoroso nos trabalhos de Ricardo (1815, 1817), onde sua preocupação inicial era o efeito sobre o preço dos cereais na Inglaterra decorrente da necessidade de se utilizar terras menos férteis (ou mais distantes) para o cultivo³³. Na verdade, Ricardo percebeu que o interesse dos proprietários de terra à época em manter restrições legais às importações de cereais ia de encontro aos interesses das demais classes inglesas, na medida em que o aumento do preço dos bens de subsistência tinha como efeito a redução da taxa *geral* de lucro em detrimento ao aumento da renda da terra. Ricardo clarificou o conflito distributivo em torno do excedente econômico e levantou argumentos sólidos para defender no parlamento inglês a liberação das importações de cereais.

O rigor de Ricardo chamou a atenção de Sraffa, que em *Produção de Mercadorias por Meio de Mercadorias* (1960, cap. 11) recuperou a abordagem ricardiana da renda da terra. Diversas contribuições subsequentes foram desenvolvidas com o intuito de incorporar o

³³ Ricardo não chega a mencionar a renda intensiva no *Ensaio* de 1815; já nos *Princípios* de 1817 essa categoria é apresentada como sendo compatível com a teoria do valor trabalho disponível à época. No entanto, Fratini (2009) demonstra que na verdade há incompatibilidade, uma vez que a renda intensiva faz parte do preço de produção.

tratamento da renda diferencial nas equações de preços sraffianas, a exemplo de: Montani (1975); Kurz (1978), Schefold (1989, 2001), Parrinello (2004), Kurz e Salvadori (1995, 2009), Fratini (2009, 2016), entre outros. Sem se deter ao tratamento puramente formal, principalmente a tentativa de incorporar a presença de recursos naturais não renováveis ao sistema de posições normais, para o nosso propósito é importante destacar o caráter geral que a teoria da renda diferencial tem para expressar assimetrias de custo persistentes, sejam elas referentes a recursos renováveis (terra) ou não (recursos minerais, seção 2.2 adiante).

Conforme visto, a coexistência de métodos sinaliza a presença de rendas de escassez que surgem em condições de livre concorrência. O arcabouço analítico das rendas permite examinar os diferenciais de rentabilidade a partir de assimetrias competitivas, exatamente como ocorre no caso do petróleo (acesso aos melhores métodos e/ou às melhores jazidas minerais). Nessa perspectiva, sempre que houver restrições ao uso da técnica superior (a “terra boa”, de menor custo), rendas diferenciais surgirão em virtude da utilização de técnicas que permanecem economicamente viáveis, porém a um custo total maior.

Vieira (2018) assinala que as rendas dependem de

Vantagens de custo de caráter duradouro desfrutadas por um ou mais produtores estabelecidos com relação aos produtores marginais e aos potenciais entrantes, de modo que conseguem manter o preço acima de seus próprios custos sem atrair entrada (VIEIRA, 2018, p. 121).

Entretanto, nem todas as rendas estão ligadas ao processo concorrencial, nem necessariamente dependem de escassez. No Volume III de *O Capital* Marx parte de uma crítica a Ricardo para afirmar que há um tipo de renda cuja incidência não resulta dos diferenciais de fertilidade das terras ou, em termos contemporâneos, de assimetrias de custo. Piccioni e Ravagnani (2002) recuperam passagens textuais para explicar o conceito de **renda absoluta**, que basicamente consiste em uma obrigação devida aos proprietários de recursos não-reprodutíveis incidente sobre os lucros dos capitalistas que utilizam tais recursos. Trata-se, portanto, de um instrumento institucional que pode limitar ou até impossibilitar o investimento capitalista, já que o acesso a determinado recurso pode ser negado pelos proprietários, se não for paga alguma renda, mesmo não havendo propriamente escassez.

Outro aspecto fundamental notado por Marx (1909 [1894]) e recuperado por Piccioni e Ravagnani (2002) é o conflito em torno da distribuição do excedente entre lucros e rendas. Embora os interesses de classe possam convergir quanto à formação da renda absoluta – já que o acesso a recursos não reprodutíveis como a terra é condição necessária para o processo de

produção e a própria geração do excedente – a definição do tamanho da renda absoluta em relação aos lucros não é consensual. Segue que os interesses dos capitalistas e proprietários opõem-se analogamente ao que acontece no processo de barganha entre lucros e salários.

Finalmente, resta abordar o conceito de **renda de monopólio**, cuja origem remete a Adam Smith. A definição refere-se ao caso em que certa mercadoria especial é vendida a um preço permanentemente maior que o seu custo de produção e, ao mesmo tempo, a quantidade levada ao mercado é insuficiente para atender a demanda efetiva. Nesta situação a gravitação do preço de mercado na direção do preço natural não acontece, pois barreiras institucionais impedem a entrada de capital no setor para ampliar a produção e satisfazer a demanda efetiva. O produtor estabelecido desfruta de uma vantagem não reprodutível, decorrente seja da proteção legal do Estado ou de um segredo industrial, que torna o mercado um monopólio.

Smith (1961 [1776], cap. 11) apresenta o clássico exemplo das videiras francesas que produzem vinhos excepcionais para explicar que um preço de monopólio também pode resultar de propriedades naturais únicas (neste caso, a qualidade de certos tipos de solo), as quais não podem ser fielmente copiadas. Ideia análoga pode ser aplicada a recursos naturais onde o Estado regula diretamente o preço da mercadoria e/ou proíbe o acesso de outros produtores.

Portanto, a renda de monopólio decorre de dois casos gerais: 1) condições de escassez intransponíveis, ou seja, produtos raros que não podem ser imitados – caso menos comum; 2) monopólios político-institucionais, isto é, limitação da concorrência ancorada pelo próprio Estado ou devido a presença de um cartel – caso mais comum.

A renda obtida a partir de um preço de monopólio depende da existência de compradores aptos e dispostos a pagar um preço alto em relação aos custos. Tal preço de monopólio é fixado de maneira exógena pelos produtores (ou pelo Estado) a partir das características observadas na demanda³⁴, ou seja, ele não obedece necessariamente a regularidade de um preço natural típico, cujo nível depende dos custos de produção mais uma taxa de lucro normal; a renda monopolista, por sua vez, é determinada residualmente pela diferença entre o preço de monopólio e os custos.

Fratini (2018) realiza um interessante estudo comparativo entre as rendas absoluta e de monopólio discutidas na economia política clássica e em Marx. Ao clarificar os dois conceitos com evidências textuais, o autor refuta algumas interpretações baseadas em Smith que atribuem

³⁴ Na prática, na maioria dos casos o preço é fixado pelo Estado ou regulado por este.

o pagamento de renda absoluta a um preço de monopólio. Na verdade, estamos diante de dois mecanismos distintos.

A renda absoluta é paga aos proprietários como condição para remover a barreira que impede o acesso à terra, sendo assim uma forma de romper a escassez relativa desse recurso e permitir o investimento capitalista. Essa situação envolve um processo de barganha entre as classes e é compatível com a concorrência entre capitais.

Por outro lado, quando se trata de um preço de monopólio definido arbitrariamente pelo Estado ou pelos produtores em virtude das características da mercadoria, o pagamento da renda monopolista não garante a superação do obstáculo que impede o acesso de outros capitalistas àquele recurso para fazer com que a demanda efetiva seja atendida. Por conseguinte, este caso mostra-se incompatível com a noção de livre mobilidade de capitais, aspecto que evidencia a diferença conceitual entre os dois últimos tipos de renda aqui tratados.

O Quadro 1 abaixo resume simplificadamente as quatro categorias de renda retomadas nesta seção. Tais conceitos serão fundamentais nos próximos capítulos para examinar o funcionamento do mercado de petróleo e os efeitos da revolução do *shale* nos Estados Unidos sobre o preço de produção dessa mercadoria. A separação dos diferentes tipos de rendas que compõem ou, dependendo do caso, que decorrem do preço do petróleo é particularmente útil para explicitar a origem e os conflitos em torno dos lucros extraordinários tão comuns ao setor.

Quadro 1: Categorias de renda na abordagem clássica do excedente

Rendas clássicas	Características básicas	Escassez	Concorrência	Autores
Renda diferencial extensiva (Tipo I)	Coexistência de métodos em terras de qualidades distintas; determinação residual da renda pelo diferencial de custos	Sim	Sim	Ricardo (1815, 1817); Montani (1975); Kurz (1978)
Renda diferencial intensiva (Tipo II)	Coexistência de métodos na mesma terra; renda uniforme por hectare; depende do diferencial de custos e da intensidade do uso da terra	Sim	Sim	Ricardo (1815, 1817); Schefold (1989); Parrinello (2004)
Renda absoluta	Fração do excedente paga ao proprietário pelo capitalista para possibilitar o acesso à terra ou recurso não renovável (mina); depende de fatores históricos e político-institucionais	Não	Sim	Marx (1894); Piccioni e Ravagnani (2002); Ravagnani (2008)
Renda de monopólio	Preço/margem exógenos devido a vantagens não reprodutíveis (controle via Estado ou cartel); renda residual em relação aos custos; demanda efetiva não é plenamente atendida	Sim; pode ser artificial	Não	Smith (1776); Fioritti (2016); Fratini (2018)

Fonte: Elaboração própria

2.2 Recursos não renováveis: o caso das minas

Na abordagem neoclássica, sabe-se que a regra de Hotelling (1931), sob determinadas hipóteses, estabelece que a evolução do preço de um recurso natural esgotável depende da trajetória da taxa de juros da economia (i). Ao decidir a qual preço vender hoje os proprietários do recurso levam em conta o custo de oportunidade de vender amanhã, que é dado pelo valor atual do preço no período futuro.

$$\frac{P_{t+1}}{P_t} = (1 + i)$$

Trata-se de estender para os recursos não reprodutíveis o princípio econômico geral no qual em concorrência capitais diversos por definição auferem o mesmo retorno (omitindo-se as rendas). A possibilidade (ou necessidade lógica) de incorporar a referida regra ao sistema sraffiano de preços normais foi intensamente discutida na literatura, inclusive com um simpósio dedicado ao tema na *Metroeconomica* (vol. 52:3, 2001).

A solução neoclássica de Hotelling (1931) parte do princípio básico que um capitalista detentor de um estoque (depósito mineral) de recursos naturais não renováveis (por exemplo, minério de ferro) é indiferente entre produzi-lo no presente ou no futuro, de tal modo que a taxa juros funciona como o custo de oportunidade dessa decisão, isto é, o custo de uso (ou *royalty*) da jazida. Neste modelo duas hipóteses são fundamentais: 1) o conhecimento prévio perfeito da quantidade total do recurso, que pode ser extraída com *dada* tecnologia disponível; 2) a única restrição de oferta em determinado período é a quantidade de recursos remanescentes.

Nas condições acima, toda escassez futura é prevista e incorporada ao preço do recurso, implicando que durante a vida útil do reservatório sua taxa de retorno seja uniforme. Na perspectiva marginalista trata-se de uma regra capaz de “otimizar” a conservação do recurso uma vez que o valor do estoque ainda não extraído (*in situ*) cresce ao ritmo da taxa de juros.

Essa formulação é problemática por diversas razões, entre as quais, podemos destacar quatro: 1) o tratamento dos recursos naturais como *homogêneos* e, conseqüentemente, a desconsideração de custos e capacidades diferenciadas de extração entre os produtores; 2) a usual (e irrealista) hipótese neoclássica de informação perfeita acerca do tamanho do reservatório (endogenamente determina-se a data futura de sua exaustão); 3) a ausência de progresso técnico, que no mundo real possibilita a descoberta de novos reservatórios do mesmo recurso ou de recursos alternativos; 4) a desconsideração dos efeitos de mudanças no preço do recurso “fora da mina” sobre os demais preços relativos da economia, ensejando repercussões tipicamente complexas no próprio preço do minério quando ele é um bem básico.

Entretanto, existem contribuições teóricas que tentam recuperar o princípio de Hotelling para incorporar a presença de recursos não renováveis no sistema clássico de posições normais, porém evitando incorrer nos problemas levantados acima, ou pelo menos em parte deles. Vamos rapidamente mencionar duas alternativas sraffianas, mas sem nos deter aos aspectos formais matemáticos dos modelos, cujo exame foge ao propósito puramente conceitual deste capítulo.

A primeira delas é proposta por Schefold (1989, cap. 19b; 2001). O autor trabalha com um sistema multissetorial que produz n mercadorias e apenas um recurso natural esgotável

(minério), sendo possível captar o efeito das mudanças no seu preço sobre os demais preços relativos e os *feedbacks*. Assim, diferencia-se o preço do recurso *in situ* e “fora da mina”. Mesmo sem progresso técnico o modelo prevê mudanças nos processos produtivos em decorrência de alterações no preço do recurso natural, à medida que ocorre a sua exaustão. Tecnicamente existe uma tecnologia substituta que dispensa o uso do minério (“*backstop technology*”), porém a um custo de produção relativamente mais alto que inviabiliza a sua adoção enquanto a oferta da mina existente for capaz de atender plenamente a demanda efetiva.

O próprio Schefold (1989) reconhece que o seu modelo não está livre de uma hipótese central de Hotelling (1931): o conhecimento prévio do tamanho da mina e, a partir de tal, a antecipação do preço do bem que substitui o recurso natural no futuro – premissa forte quando confrontada com as complexas interações as quais o mundo real está sujeito, porém necessária para que um modelo de natureza intertemporal ofereça solução única³⁵.

O autor oferece mais três críticas ao seu próprio modelo: 1) o progresso técnico pode mais que compensar a tendência de o preço do recurso natural aumentar ao longo do tempo devido à maior produtividade do trabalho nas minas; 2) mesmo no caso de bens não básicos, sem repercussão sobre os demais preços relativos e extraído competitivamente em minas de qualidade similar, o *royalty* equipara-se a uma renda absoluta cujo valor é relativamente constante no tempo e equivale a uma “permissão” para extrair o recurso; 3) na prática muitas minas de diferentes qualidades (custos, portanto) coexistem, dando origem a rendas diferenciais e implicando que *antes* da exaustão de determinada jazida outra de custo relativamente mais alto passe a operar, já que a elevação no preço do recurso a torna lucrativa.

As objeções acima, sobretudo a última, segundo Schefold (1989) fundamentam a escolha de Ricardo (1817) nos *Princípios* (cap. 3) em tratar a renda das minas de maneira análoga à renda extensiva decorrente da utilização de terras de qualidade inferior.

The uncertainty concerning the future course of prices (which is a matter of principle in a basic system), the unpredictability of technical progress and the likelihood that the slow change of total royalties in any one mine is dominated by cost differentials between mines may still provide a pragmatic justification for preferring a direct simplifying analysis in terms of rents to a complicated and essentially futile endeavour to deal with these uncertainties in terms of subjective expectations and probabilities (SCHEFOLD, 2005 [1989], p. 239).

³⁵ Há vários problemas relacionados a essa abordagem. Qual o custo da tecnologia alternativa? Todos agentes concordam sobre tal custo no futuro? Qual o efeito sobre os preços atuais? Por que os preços hoje gravitariam na direção dos preços intertemporais? Quem torna os preços esperados uniformes? Todas as expectativas são iguais?

A segunda contribuição sraffiana sobre recursos não renováveis é apresentada por Kurz e Salvadori (2009). A principal novidade dos autores é trabalhar com a hipótese de Ricardo na qual cada depósito mineral está sujeito a uma restrição de capacidade (capital instalado) que limita o montante de recurso que pode ser extraído em determinado período.

Neste modelo, apesar de o recurso esgotável ser homogêneo, minas de qualidade distintas precisam operar simultaneamente para atender a demanda efetiva; como há restrição de capacidade, os produtores de menor custo recebem renda diferencial proporcional à sua vantagem de custo; assume-se que o produto líquido (excedente) é dado (constante) em cada período e que não há progresso técnico, isto é, inovações nos processos produtivos.

O modelo de Kurz e Salvadori (2009) consegue mimetizar a lei dos rendimentos decrescentes de Ricardo *na indústria extrativa*, cujo resultado é a gradual queda da produtividade geral do sistema e, portanto, da taxa de lucro (se o minério for um bem básico). Em outras palavras, o processo de exaustão do minério aumenta a sua própria “dificuldade de produção” medida em custos físicos crescentes ao longo do tempo.

Diferentemente dos modelos neoclássicos, focados no princípio da escassez física do recurso total, a restrição que importa na prática é de capacidade, pois para diversos recursos naturais esgotáveis não há dificuldades intransponíveis para a descoberta de novos reservatórios em horizonte de tempo minimamente previsível. Ou seja, apesar de o recurso como um todo ser de fato limitado, a oferta que importa para o cálculo dos preços de produção depende da capacidade produtiva existente. Essa é a principal conclusão de Kurz e Salvadori (2009).

Conforme visto, embora seja formalmente possível trabalhar com recursos naturais esgotáveis em sistemas de preços sraffianos, os dois modelos que acabamos de mencionar têm limitações para análise de casos reais, principalmente o de Schefold (1989, 2001) – como o próprio autor reconhece e justifica as razões para tal. A proposta de Kurz e Salvadori (2009) mostra-se útil como instrumento voltado a analisar a produção de recursos minerais cujo mercado é predominantemente competitivo e onde a restrição de capacidade é um elemento determinante do preço de produção, a exemplo da produção de minério de ferro.

Contudo, para a análise particular do caso do petróleo essa linha de modelos parece não fornecer respostas adequadas, na nossa visão devido aos seguintes fatores: 1) os fortes condicionantes político-institucionais que afetam as rendas petrolíferas; 2) o caráter não competitivo do mercado internacional de petróleo, cuja oferta é restringida via cartel; 3) decorre

do ponto anterior que o petróleo não pode ser considerado fisicamente escasso; e 4) dificuldades formais para incorporar o progresso técnico, elemento decisivo na produção de petróleo.

Uma alternativa viável é proposta por Ravagnani (2008), que sugere analisar os *royalties* dos recursos naturais esgotáveis na perspectiva de rendas absolutas determinadas a partir de convenções político-institucionais. Sua abordagem apresenta muito mais aderência a casos reais se comparada com a tentativa de calcular formalmente tais rendas por meio de sistemas de preços intertemporais, que acaba sujeita à adoção de hipóteses restritivas.

Por exemplo, os *royalties* pagos aos proprietários de terra nos Estados Unidos como contrapartida ao arrendamento de áreas para perfuração de poços petrolíferos consistem em renda absoluta privada, já que aquele é um dos poucos países onde o subsolo pertence ao dono da superfície. A evidência histórica demonstra que os *royalties* do petróleo em território estadunidense têm consistido em um percentual fixo do valor bruto da produção, uma taxa convencionada em 1/8 (12,5%) devida aos proprietários de terra onde se localizam os reservatórios produtivos. Essa fórmula permite que o valor pago se ajuste proporcionalmente a mudanças no preço do petróleo e na quantidade produzida em determinada área. Usualmente tais valores são complementados por um “bônus de assinatura” – pagamento único ao proprietário de terra no início do contrato de arrendamento (RAVAGNANI, 2008).

Na maioria dos países, contudo, a propriedade dos recursos minerais é estatal (como no Brasil) e existem arranjos institucionais voltados a regular o acesso de capitalistas aos recursos do subsolo mediante o pagamento de rendas absolutas estatais. Muitos países optam por realizar leilões públicos (*bids*) para regulamentar o acesso de investidores interessados nos recursos minerais estatais, de modo que em tais leilões são estabelecidas as condições jurídico-contratuais para o pagamento de rendas absolutas (*royalties*, participação especial, etc.) devidas ao Estado pelos investidores como contrapartida para exploração de recursos minerais públicos.

Portanto, as rendas absolutas, sejam privadas ou estatais, na prática são objeto de convenções de caráter político/histórico realizadas entre os atores sociais envolvidos (capitalistas, proprietários e governo) e, conforme discutido, geralmente constituem um percentual do valor bruto da produção. É importante notar, ainda, que a renda absoluta normalmente coexiste com as rendas diferenciais, embora a sua natureza seja distinta.

No Capítulo 3 a seguir trataremos de examinar mais a fundo o mercado internacional de petróleo fazendo uso do aparato conceitual discutido neste capítulo.

CAPÍTULO 3 – DUAS INTERPRETAÇÕES SOBRE O MERCADO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO NO PÓS-GUERRA

Este capítulo tem o objetivo de discutir duas interpretações teóricas sobre o mercado de petróleo que, apesar de distintas, fazem parte do projeto proposto por Sraffa e seus seguidores de retomada da abordagem clássica do excedente. A primeira fundamenta-se no trabalho de Roncaglia (1985), onde o preço do petróleo é analisado a partir do modelo de oligopólio concentrado desenvolvido por Sylos-Labini (1956). A segunda, sistematizada por Fioritti (2016) a partir da interpretação de Serrano (2004, 2008, 2013) faz uso dos diversos tipos de renda estudados na abordagem clássica para desenvolver um quadro analítico voltado a explicar as tendências e o conflito em torno do preço do petróleo.

Ao longo do capítulo as duas interpretações serão objeto de comparação em termos da sua consistência com a abordagem do excedente, dado que Roncaglia acaba sendo um pouco eclético ao incorporar em sua análise a hipótese marginalista de número de agentes como fator determinante do preço de produção no modelo de oligopólio.

Há certo grau de arbitrariedade na escolha das duas abordagens ao excluirmos outras interpretações, como aquelas de caráter marginalista, mas também alguns modelos de inspiração clássica que ao nosso ver acabam priorizando aspectos puramente formais, e principalmente porque o mercado internacional de petróleo não obedece a condição de livre concorrência sobre a qual esses modelos são construídos, pois, como se sabe, existe um cartel no setor. Optamos por seguir a sugestão de Ravagnani (2008) de estudar os *royalties* de recursos naturais, como o petróleo, a partir dos aspectos político-institucionais que afetam os diversos tipos de rendas presentes no setor, e os preços a partir das condições materiais de produção.

Pretendemos retomar alguns pontos discutidos no Capítulo 1 sobre o conceito de concorrência para avaliar se a análise do mercado de petróleo à luz de modelos de oligopólio se mostra apropriada, seja em função da sua consistência com a abordagem clássica do excedente e em termos da generalidade dos resultados alcançados. O interesse *teórico* no tema do petróleo parece-nos importante na medida em que fornece um arcabouço analítico que ajuda a entender as tendências mais estruturais do setor, aquelas de caráter persistente, evitando assim a “contaminação” por variados fatores de curtíssimo prazo, bem como o foco excessivo em projeções futuras – tão comum aos analistas da área de energia. Tal discussão se mostrará útil

nos Capítulos 4 e 5 quando analisaremos em detalhes as transformações estruturais no mercado de petróleo ocasionadas pela revolução do *shale* nos Estados Unidos.

O foco desta tese é o preço de produção do petróleo, isto é, a tendência estrutural de oferta (de longo período) que regula os preços de mercado; entretanto, não há como negligenciar o fato de que no curto prazo o preço do petróleo é intrinsecamente volátil em virtude da massiva comercialização dessa *commodity* e de ativos a ela referenciados que ocorre nos mercados financeiros; esse é o assunto da seção 3.1; a seção 3.2 discute a interpretação de Roncaglia (1985) baseada na noção de “oligopólio trilateral” e realiza alguns apontamentos críticos; em seguida, a seção 3.3 recupera as contribuições teóricas sistematizadas em Fioritti (2016) para discorrer sobre os determinantes do preço de produção do petróleo nas últimas décadas (antes da revolução do *shale*) a partir das noções de preço piso e rendas clássicas.

3.1 Mercados financeiros e formação de preços de mercado no curto prazo

Esta seção apresenta resumidamente os aspectos institucionais básicos da comercialização de petróleo por meio de mercados financeiros, tais como óleos de referência, tipos de contrato de compra/venda e principais participantes. Discutimos por que a presença de complexos instrumentos financeiros tornou processo de formação de preços de mercado sofisticado e susceptível a posturas especulativas. O conhecimento básico desses fatores permite melhor entendimento sobre a conexão entre os mercados financeiros e o mercado físico, além de apontar algumas razões para a elevada volatilidade de preços no curto prazo.

Até meados da década de 1970 o mercado internacional de petróleo era caracterizado pela prática de *posted prices*, uma espécie de tabelamento de preços, quando as grandes empresas que atuavam conjuntamente na região do Golfo Pérsico fixavam os preços e as quantidades produzidas. Não havia até então mercados *spot* desenvolvidos e a paridade fixa do dólar em relação ao ouro até 1971 contribuiu para a estabilidade de preços por longo período.

A crise do sistema Bretton Woods, as nacionalizações de reservas e os choques de preços comprometeram esse ordenamento. A partir da crise de 1973 os países árabes obtiveram maior controle sobre a produção e a prática de preços administrados pelos países produtores passou a predominar, sendo os preços definidos em referência ao óleo saudita *Arabian Light*.

A crise de 1979 foi decisiva para o crescimento dos mercados *spot*, pois a partir dela o *gap* entre os preços de mercado e os preços ditos “oficiais” aumentou substancialmente³⁶.

Com a desaceleração da demanda e o surgimento de novas áreas de exploração (Alaska e Mar do Norte, principalmente) o preço do óleo cru começou a ceder no início dos anos 1980. À Arábia Saudita coube o papel de administrar o nível de preços por meio de um sistema de cotas de produção coordenadas no âmbito da OPEP. Contudo, face à perda de *market share* os sauditas abandonam a política de cotas e adotam o princípio *netback*³⁷ em 1985, apontado na literatura como um dos responsáveis pelo colapso de preços em 1986 (MABRO, 1987).

A regra não durou muito tempo e logo em 1987 foi abandonada, quando houve uma última tentativa de retorno aos preços oficiais, também frustrada. A partir de 1988 a percepção dominante era que os contratos de longo prazo para compra/venda de óleo não faziam mais sentido. Com o aumento da oferta fora da OPEP a primazia da formação dos preços recaiu sobre as bolsas de mercadorias, notadamente nas praças de Londres e Nova York, quando de fato surge um mercado internacional para a comercialização de petróleo³⁸, organizado em três esferas: óleo cru, produtos derivados e mercado financeiro (derivativos).

O petróleo bruto não é propriamente uma *commodity* homogênea e essa característica influencia a organização dos seus mercados. Os óleos variam basicamente em função de duas características: densidade, sendo em geral os óleos leves preferíveis aos pesados (mede-se em graus API); e teor de enxofre, sendo os óleos de menor teor (*sweet*) preferíveis aos de maior teor (*sour*). Apesar de existir uma grande gama de óleos e misturas (*blends*) em função dessas propriedades, três tipos são os mais utilizados como *benchmark* no mercado internacional:

- Brent, negociado na ICE em Londres;
- West Texas Intermediate (WTI), comercializado na NYMEX em Nova York; e
- Dubai-Oman, operado na *Dubai Mercantile Exchange*.

Em virtude das características físico-químicas distintas dos diversos óleos existentes, os contratos de compra/venda são negociados em função de um diferencial de preço sobre um óleo de referência, ou seja, um prêmio ou desconto – método conhecido como *formula pricing*.

³⁶ Para mais detalhes ver Carollo (2012) e Fattouh (2011).

³⁷ Consiste em determinar o preço do petróleo bruto a partir do preço de venda de seus produtos derivados ao mercado, descontado os custos e a remuneração dos elos de transporte, refino e outros encargos (MABRO, 1987).

³⁸ Para detalhes sobre o assunto, ver Energy Charter Secretariat (2011).

Nesses mercados os participantes são classificados em três grupos: os comerciais, os não comerciais e os *non-reportables*. O primeiro grupo é composto por agentes que possuem instalações físicas e participam diretamente da indústria, como empresas produtoras, refinadores e comerciantes de óleo físico; no segundo grupo estão os agentes financeiros, como bancos, fundos *hedge*, fundos de pensão, etc.; o terceiro grupo é formado por pequenos especuladores que geralmente não reportam suas atividades aos órgãos reguladores.

Vamos tomar como referência o óleo tipo Brent, por ser o *benchmark* mais utilizado mundialmente, e o seu mercado financeiro. No passado se tratava apenas de um tipo de óleo produzido no Mar do Norte, porém, devido ao declínio da produção desse óleo específico hoje o sistema Brent é composto por pelo menos quatro variedades³⁹. O seu mercado consiste em três segmentos: *spot*, a termo (*forward*) e futuro. Os dois primeiros envolvem basicamente negócios de balcão entre duas partes individuais e resultam em entrega física de petróleo, enquanto o mercado futuro é essencialmente financeiro⁴⁰.

No **mercado *spot***, conhecido como Dated Brent, geralmente participam produtores e refinadores negociando cargas em quantidades variáveis. Como o contrato é bilateral, a negociação é flexível e o preço definido pode ser aquele do dia do contrato ou da data de carregamento do óleo, que varia entre 30 e 60 dias. Desse modo, Fattouh (2011) chama atenção que existe um elemento “a termo” mesmo no mercado *spot*, dado que as condições de mercado podem variar no período de tempo entre a realização do contrato e a data da entrega física.

O **mercado a termo (*forward*)**, conhecido como 21-Day Brent, envolve entregas físicas em prazos mais longos. Apesar de também se tratar de negociações bilaterais, a diferença é que o contrato é padronizado e cada carregamento consiste em 600.000 barris. A nomeação do comprador e o local da entrega deve ocorrer com 21 dias de antecedência do mês de referência do contrato (*relevant month*). Entre a data de carregamento e a entrega física do óleo um contrato pode passar por diversos operadores, sendo sempre daquele que o carrega a responsabilidade de nomeação até a data-limite. Dado o elevado volume de óleo e recursos financeiros envolvidos, o mercado a termo é geralmente restrito a grandes empresas e *traders* profissionais. Há vasta margem para especulação, pois um operador pode arbitrar as variações de preço entre o carregamento e a entrega do óleo. O risco, certamente, é muito alto.

³⁹ Brent, Forties, Oseberg e Ekofisk, este último um *blend* de diversos óleos, que conjuntamente dão origem ao *benchmark* BFOE ou simplesmente North Sea Brent (FATTOUH, 2011).

⁴⁰ Cf. Energy Charter Secretariat (2011), Fattouh (2011), Carollo (2012).

Conforme visto, os mercados *spot* e a termo são do tipo balcão (*over the counter*), não sendo organizados sob a forma de bolsa de valores (*exchange*). Desse modo, como os negócios são bilaterais e privados, não há qualquer obrigação de divulgação do preço acordado entre as partes. Os preços nesses dois mercados são, portanto, “identificados” ou “avaliados” por agências de *price reporting*. Platts e Argus são as mais conhecidas e vendem essas informações aos interessados, supostamente dando transparência aos negócios (FATTOUH, 2011).

Por sua vez, o **mercado futuro** do Brent começou em 1988 na antiga IPE (*International Petroleum Exchange*), hoje ICE (*Intercontinental Exchange*) – um dos maiores mercados de *commodities* do mundo. De acordo com Carollo (2012), suas principais características são: carga nominal de 1.000 barris; não há previsão de entrega física (que *pode* ocorrer por outras operações), apenas compensação financeira contra o Brent Index⁴¹; os negócios funcionam como um leilão, não bilateralmente; é possível comprar e vender posições sem sequer ter os papéis, muito menos o óleo. O mercado futuro representa uma revolução nas transações envolvendo petróleo. Por um lado, ele foi criado com o intuito de promover *hedge* nos negócios e fazer com que as empresas diluíssem o seu risco; por outro, intensificou a especulação.

O preço do petróleo normalmente divulgado nos meios de comunicação é o do mercado futuro, e ele não apresenta relação *necessária* com o mercado físico no curto prazo. Em cerca de 95% dos contratos há apenas compensação financeira (troca de posições). Contudo, Fattouh (2011) aponta que o *link* com o mercado físico pode ocorrer de duas maneiras: ‘*exchange for physicals*’, quando uma posição a futuro é trocada por outra no mercado a termo; e ‘*contract for differences*’ ou CFD, quando uma posição a termo é trocada por outra no mercado *spot*.

Os contratos acima dão origem a uma complexa cadeia de operações que não nos cabe explorar aqui. Subjacente a essas operações, há uma gama de instrumentos financeiros que tornam os negócios ainda mais sofisticados: derivativos, *swaps*, opções, mecanismos *hedge* e suas diversas combinações. O importante é ter em mente que o mercado futuro cumpre o papel fundamental de fornecer liquidez para as negociações que acontecem nos demais mercados.

Duas são as principais críticas dirigidas ao atual sistema de preços do mercado de petróleo: 1) a sua falta de transparência; e 2) ausência de conexão direta com os chamados “fundamentos de mercado”. Um dos pontos alegados é que a produção física dos óleos que compõem o *benchmark* Brent é muito baixa, girando em torno de 1% da oferta global, ao passo

⁴¹ Resumidamente, o índice é calculado a partir das informações divulgadas pelas agências de *price reporting* a respeito dos negócios nos mercados *spot* e *forward*. A metodologia encontra-se em ICE (2019).

que 70% dos negócios mundiais são referenciados ao sistema Brent. A Arábia Saudita, segundo maior produtor mundial, que em 1988 havia adotado o Dated Brent como referência para as suas exportações, passou a adotar o Brent futuro em 2002. A medida, seguida pelo Irã, cria margem para afastar a formação dos preços de mercado da oferta física de curto prazo⁴².

É válido notar que no século XXI essa tendência à “financeirização” ocorre não apenas no mercado de petróleo, mas em todos os mercados de *commodities*. Conseqüentemente, as empresas passaram a dar grande importância às suas divisões de *trading* como forma de diversificar o risco, mas também para aumentar seus lucros puramente financeiros. O aumento da liquidez internacional a partir de 2007 incentivou grandes bancos e fundos de investimento (os chamados investidores institucionais) a intensificaram sua participação em índices de *commodities*, prática passível de manipulações e formação de bolhas financeiras, segundo Wray (2008). Porém, a experiência recente confirmou mais uma vez que como o petróleo e as outras *commodities* são bens produzidos, uma bolha financeira em seus preços não pode durar para sempre.

Ao longo da década de 2000 e até 2014 a cotação do petróleo no mercado internacional subiu significativamente por motivos especulativos que amplificaram a direção tendencial dos preços. Entretanto, com a posterior desaceleração da demanda global e o imenso aumento da oferta particularmente advinda da produção do *shale* nos Estados Unidos, os preços caíram de maneira abrupta e permaneceram mais baixos desde então, condicionados estruturalmente pela redução dos custos de produção. Apesar da enorme queda e da suposta crise financeira macroeconômica que Wray (2008) chegou a atribuir ao eventual estouro da bolha no preço das *commodities* (que seria maior até que a bolha no preço dos imóveis) essa previsão simplesmente não se materializou. A não persistência da bolha apenas confirmou que na prática o preço do petróleo gravitou para o novo patamar estrutural dado por custos de produção mais baixos.

3.2 O mercado de petróleo como um “oligopólio trilateral”

O ponto de partida de Roncaglia (1985) para analisar o mercado internacional de petróleo é o conceito de oligopólio concentrado proposto por Sylos-Labini (1956). Em

⁴² Cf. Carollo (2012), Fattouh (2011).

indústrias desta tipologia predominam barreiras à entrada de ordem tecnológica – notadamente as vantagens de custo decorrentes do porte da empresa em relação ao tamanho do mercado.

Dado o papel central atribuído às características técnico-econômicas da indústria do petróleo nessa abordagem, alguns pontos dos quais parte das conclusões são deduzidas merecem ser retomados. Historicamente o setor é marcado por elevada relação capital-produto (K/Y), refletida na alta proporção de custos fixos em relação aos custos variáveis. A integração vertical é um aspecto notável principalmente nas grandes empresas, as quais geralmente atuam em todos os cinco segmentos da cadeia produtiva, a saber: exploração⁴³, produção, transporte, refino e distribuição – tornando possível auferir ganhos de escala e escopo.

Roncaglia (1985, 2003) sustenta que os fatores acima dão origem a barreiras à entrada de ordem tecnológica na medida em que o tamanho mínimo para uma nova planta ser economicamente viável é grande em relação ao tamanho do mercado, tornando os custos de plantas menores proibitivos. Por conseguinte, passam a existir também barreiras de natureza financeira em virtude dos elevados requerimentos de capital inicial necessários para uma firma entrar e permanecer competitiva no setor. Por outro lado, as firmas incumbentes, em geral verticalmente integradas e de grande porte, ameaçam os potenciais entrantes exercendo controle oligopolístico sob preços e quantidades⁴⁴.

Basicamente o “oligopólio trilateral” é definido pela interação entre os três grupos de *players* que influenciariam sobremaneira a dinâmica do mercado internacional de petróleo, qual sejam: 1) os países produtores; 2) as empresas de petróleo; e 3) os países consumidores. Em cada grupo uma limitada quantidade de agentes (por exemplo, Arábia Saudita e Estados Unidos) exerce maior influência sob o grupo, em particular, e sob o mercado, em geral. A estrutura analítica mostra-se flexível para retratar tanto os fatores de ordem geopolítica marcantes nessa indústria, como as suas características técnico-econômicas. Ao mesmo tempo, não recorre à noção de escassez natural ou a custos marginais crescentes para explicar os preços do petróleo.

Na ausência de livre mobilidade de capitais o foco de análise recai sobre em quanto o preço vigente excede o preço de produção que prevaleceria em concorrência e como ele é determinado. Trata-se, portanto, de direcionar esforços para além dos custos de produção,

⁴³ Envolve a prospecção de novas áreas mediante estudos geológicos, testes sísmicos e perfuração de poços pioneiros, que possibilitam descobertas e planos de desenvolvimento para então se chegar à fase de produção.

⁴⁴ Um exemplo é a não resposta em quantidade, ou seja, quando para dado mercado uma firma entrante instala capacidade e as firmas incumbentes mantêm seu nível de produção, reduzindo o preço pós-entrada e pressionando a entrante. Modigliani (1958) resolveu chamar essa situação de “Postulado Sylos”.

estudando os fatores que afetam a condição de entrada de novos capitais na indústria, notadamente a natureza e a magnitude das barreiras à entrada (entendidas como as vantagens de custo das firmas maiores⁴⁵), bem como as relações de poder dentro e entre os três grupos, identificando como elas resultam em formas de controle oligopolístico.

Diferentes formas de conluio (discutidas adiante) podem emergir e afastar o preço do patamar competitivo. Porém, é preciso identificar qual seria o preço em condições “normais”. Roncaglia (1985, p. 45) sugere que o preço mínimo competitivo de longo prazo deve ser próximo ao custo médio de produção⁴⁶ nos campos que precisam ser ativados para atender a demanda efetiva *mais* a taxa de lucro normal (exógena). Este seria o preço-limite, aquele que não atrai entrada e que é equivalente ao preço de produção clássico e sraffiano.

Adicionalmente, supõe-se que no curto prazo o preço pode cair até o custo variável unitário das firmas dominantes, patamar que Sylos-Labini (1988 [1956]) denomina “preço de expulsão”, nível no qual firmas com plantas menores (de maior custo) encerram suas atividades por não conseguirem sequer cobrir os custos operacionais. Perceba que nesta abordagem a coexistência de métodos de produção se dá por duas razões: 1) a produção simultânea em campos de melhor qualidade (terras “boas”) e marginais; e 2) a presença de firmas com diferentes portes (grande, pequeno, etc.), isto é, distintas relações K/Y.

Antes de analisar interação entre os três grupos é preciso identificar as características de cada grupo, começando pelas empresas produtoras. Elas são classificadas em três categorias, a saber: as *majors*⁴⁷, de grande porte, distinguidas pela extensa integração vertical, forte presença internacional por meio de subsidiárias e diversificação produtiva por atuação transcendente ao setor de óleo e gás; a segunda categoria é formada por um alto número de empresas de pequeno porte, as quais atuam de forma fragmentada em elos específicos da cadeia produtiva, geralmente prestando serviços; por fim, em situação intermediária está o conjunto de empresas formado pelas companhias “independentes” e estatais petrolíferas, as quais possuem certo grau de integração vertical, mas têm atuação predominante em mercados domésticos. Na ótica do oligopólio concentrado, as *majors* exercem poder de mercado principalmente quando operam

⁴⁵ Roncaglia atribui como diferenciais competitivos as vantagens tecnológicas (de custo) desfrutadas pelas firmas de grande porte e, em certa medida, acaba relativizando a importância de países que detêm reservas petrolíferas abundantes e de baixo custo de produção – a “terra boa” de Ricardo – o que por si só representa uma vantagem.

⁴⁶ Mais precisamente o custo médio para produzir e *repor* um barril, que deve incluir o custo exploratório e de desenvolvimento para adicionar um barril ao estoque de reservas mais o custo de efetivamente extraí-lo.

⁴⁷ Referidas no passado como “sete irmãs”, hoje fundidas em quatro: BP, ExxonMobil, Chevron, Shell.

estratégias conjuntas⁴⁸, mas têm sua atuação em alguma medida restringida pela permanente concorrência potencial advinda das médias empresas (RONCAGLIA, 1985, cap. 4).

Uma tese central no trabalho de Roncaglia (1985, pp. 57-61) é que para exercer controle sobre todo o mercado de petróleo é suficiente que grandes companhias cartelizem apenas um segmento da cadeia produtiva, seja ele a produção de óleo cru ou o transporte do produto, por exemplo. Quando o oligopólio em determinado segmento não é forte o suficiente a ponto de controlá-lo, as empresas buscam ampliar o seu poder de mercado em outros elos da cadeia tomando medidas para dificultar a entrada de novos competidores. O autor recorre a Penrose (1968) para argumentar que a integração vertical é também uma fonte de vantagem competitiva de ordem financeira e organizacional. Entretanto, reconhece que falha em comprovar se de fato, e em quais circunstâncias, firmas integradas apresentam maior eficiência e menor custo.

O segundo grupo de atores fundamental para entender o funcionamento do mercado é o dos países produtores, com destaque para o papel desempenhado pela OPEP. Nascida em 1960 em resposta ao domínio das *majors* na produção de óleo no Oriente Médio, a organização é formada por um conjunto heterogêneo de países⁴⁹ e historicamente tem a liderança da Arábia Saudita, seja pelo papel desempenhado como principal exportador mundial de petróleo, pelo elevado volume de reservas petrolíferas e capacidade produtiva ociosa mantidos pelo país, e ainda pela influência exercida sob países menores da Península Arábica, como Kuwait e Emirados Árabes, que também são membros do cartel (RONCAGLIA, 1985, cap. 5).

Dois objetivos centrais da OPEP merecem ser destacados: 1) fortalecer o poder de barganha dos países-membros em negociações envolvendo *royalties* e impostos de interesse comum; e 2) coordenar estratégias de quotas de produção condizentes com a sua política de preços. Porém, tanto as tratativas sobre *royalties* com empresas estrangeiras como o controle das quantidades produzidas são objeto de conflitos internos no âmbito da organização, dada a autonomia que cada membro tem para definir institucionalmente as condições para entrada de capital externo em seu território, bem como a potencial divergência de interesses entre as políticas econômica, industrial, etc. de cada país e a política de preços vigente para a organização. Por essa razão a estratégia da OPEP por vezes se confunde com a estratégia *saudita*, já que o reinado é reconhecidamente o membro mais importante do grupo.

⁴⁸ Roncaglia (1985, cap. 4, seção III) apresenta uma série de exemplos históricos sobre como as grandes empresas firmaram acordos para atuar em consórcio e cartelizar a produção de óleo no Oriente Médio até os anos 1960.

⁴⁹ Atualmente Argélia, Angola, Equador, Guiné Equatorial, Gabão, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, República do Congo, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela.

O terceiro e último grupo é formado pelos países consumidores, sobre o qual os Estados Unidos também exercem importante influência. Consequentemente, as políticas adotadas por este país, sejam elas de segurança energética, comercial, tributária, ou de desenvolvimento tecnológico têm substancial repercussão no mercado mundial de petróleo em virtude do duplo papel de grande produtor/consumidor detido pelos americanos⁵⁰ (RONCAGLIA, 1985, cap. 6).

Em 1974 os principais países industrializados importadores de petróleo criaram, por iniciativa americana, a Agência Internacional de Energia (IEA). Como parte da estrutura da OCDE, a organização é uma espécie de contraponto à OPEP com foco em realizar pesquisas nas áreas de conservação e diversificação energética, além de delinear estratégias para situações emergenciais de ruptura no fornecimento de petróleo, tal como havia acontecido um ano antes de sua criação⁵¹. Em outras palavras, a IEA é uma instância de coordenação entre os países desenvolvidos visando defender seus interesses e assegurar a estabilidade do comércio mundial de energia – condição material necessária para o processo de reprodução capitalista.

Em síntese, no contexto da sua pesquisa, Roncaglia (1985, p. 117) assume simplifadamente que a estratégia do grupo de países consumidores é conduzida, ou em larga medida influenciada, pelas grandes economias industrializadas sob liderança americana.

Conhecidos os principais atores e as características básicas dos grupos que compõem o “oligopólio trilateral”, resta saber como eles interagem. Infelizmente, na parte final do livro Roncaglia (1985, cap. 7) dedica-se à elaboração de “cenários prováveis” (de curto e longo prazos) e incorre no hábito de analistas do setor energético de tentar explicar o futuro. Fica pouco claro, porém, quais são os reais mecanismos de interação entre os três grupos e como os conflitos se manifestam no preço do petróleo. Afirmções do tipo “*what really matters, in determining the price path, is the degree of oligopolistic control over the market exercised by each of the three contending groups*”⁵² ou ainda “*the final equilibrium is not indeterminate but plurideterminate*”⁵³ obscurecem a análise dando margem a interpretações diversas.

⁵⁰ Roncaglia (1985, cap. 6) discute em detalhes algumas dessas políticas, por exemplo: o sistema de controle de importações de óleo bruto vigente entre 1959 e 1973; a legislação fiscal conhecida como “*golden gimmick*” que transformava em créditos tributários os impostos pagos pela petroleiras americanas aos países onde elas operavam (a respeito ver Davidson, 1978); e ainda uma política antitruste leniente com os interesses das empresas americanas no exterior. Podemos acrescentar o *Energy Policy and Conservation Act* de 1975 que proibiu exportações de óleo bruto oriundas dos Estados Unidos, medida que perdurou até 2015.

⁵¹ Um dos requisitos é que cada país membro da IEA detenha uma reserva estratégica de petróleo equivalente a, no mínimo, dois meses da sua necessidade de importações.

⁵² Roncaglia (1985, p. 120).

⁵³ Ibid. p. 121.

Ainda assim, tentamos extrair algumas conclusões mais gerais a partir do arcabouço fornecido. Em diferentes passagens, percebe-se que, do ponto de vista da oferta, um dos principais conflitos no mercado internacional de petróleo resulta da incessante busca dos grandes produtores (sejam países ou empresas) em defender e, se possível, expandir o seu *market share*⁵⁴. Quanto maior a parcela de mercado sob domínio de determinado grupo ou agente individual, maior a sua capacidade de manipular as quantidades produzidas a ponto de influenciar os preços. Tal expediente pode ser posto em prática por meio de variados tipos de conluio realizados no interior de cada grupo ou entre os grupos, e ainda por influência das políticas interna e externa dos países em questão. Na medida em que a indústria se torna cada vez mais concentrada (no sentido que Sylos-Labini atribui ao termo) e que vantagens são acumuladas por meio da integração vertical, a altura das barreiras à entrada tende a aumentar, tornando o “jogo” cada vez mais condicionando pela estratégia dos agentes incumbentes.

Uma forma de aplicar o modelo é analisar o protagonismo de cada grupo durante determinado período histórico. Ao examinar o mercado no pós-guerra Roncaglia (1985) verificou que o poder das grandes empresas foi praticamente absoluto até o final dos anos 1960, devido ao explícito controle de preços e quantidades exercido pelas *majors*. Já nos anos 1970 a influência dos países produtores no “oligopólio trilateral” cresceu em virtude da onda de nacionalizações no Oriente Médio e das mudanças institucionais que substituíram os antigos contratos de concessão naqueles países (áreas em troca de *royalties*) pela participação direta dos governos locais na produção, limitando assim a presença do cartel de empresas na oferta de óleo bruto e conseqüentemente comprometendo o seu domínio de mercado baseado na integração vertical “do poço ao posto”. Houve, portanto, ganho de poder da OPEP relação ao grupo das “sete irmãs” e consolidação de um novo equilíbrio de forças⁵⁵.

Roncaglia (1985, p. 107) chama atenção ainda para certas políticas americanas tidas como de “segurança nacional” (ou “segurança energética” como alerta Serrano, 2004) que são, na verdade, estratégias para assegurar a rentabilidade da indústria petrolífera americana doméstica e defender os interesses de suas empresas no exterior, inclusive atuando em conluio quando for conveniente⁵⁶. O autor oferece suporte empírico a essa constatação ao examinar

⁵⁴ Essa é uma das causas da falta de coesão entre os membros da OPEP. Cada país individualmente tem incentivos para produzir além da quota estabelecida e ganhar mercado em detrimento aos demais. Por isso, é a Arábia Saudita quem, em última instância, regula o grupo e por muito tempo regulou todo o mercado (sendo “*swing producer*”), dado que sua elevada capacidade ociosa a possibilita rapidamente aumentar/cortar a produção e influenciar o preço.

⁵⁵ Roncaglia (1985, p. 63) acrescenta que o crescimento das companhias “independentes” de médio porte e estatais petrolíferas favoreceu o sucesso da OPEP nos anos 1970, em detrimento à diminuição relativa do poder das *majors*.

⁵⁶ Ver também Rutledge (2003, 2005).

detalhadamente os encadeamentos financeiros das principais companhias petrolíferas americanas junto aos grandes bancos e demais instituições financeiras dos Estados Unidos⁵⁷.

No que concerne ao longo prazo, isto é, aos aspectos estruturais mais persistentes (objeto desta pesquisa), Roncaglia (1985, p. 135) finaliza sua análise reafirmando que o preço do petróleo depende do custo médio de produção dos últimos campos que precisam ser ativados para atender a demanda efetiva (incluindo a amortização dos investimentos em exploração e desenvolvimento de campos) *mais* uma margem de lucro de natureza extraordinária decorrente da presença de barreiras à entrada, ou seja, do “grau de controle oligopolístico” exercido pelas companhias petrolíferas e países produtores.

Em síntese, para Roncaglia no longo prazo o preço de produção do petróleo tende a ficar acima do patamar compatível com um preço-limite competitivo devido a presença de uma margem de lucro adicional resultante do conluio presente na estrutura de oferta da indústria.

3.2.1 Observações críticas

Na definição acima, fica claro que a influência dos países *consumidores* no preço de longo prazo é reconhecidamente indireta⁵⁸. Por essa razão parece-nos estranho tratar o grupo de países *consumidores* como parte de um oligopólio, que por definição caracteriza uma estrutura de oferta. A relevância atribuída aos Estados Unidos no modelo pelo próprio Roncaglia decorre em maior medida do fato de ser o país sede das grandes empresas globais do setor, inclusive com substancial produção doméstica, e em menor medida da influência exercida por sua elevada demanda energética, fato natural pelo tamanho da economia em questão. Em outras palavras, o canal de transmissão do poder americano sobre o oligopólio petrolífero é o lado da oferta, não demanda.

Diante do exposto, seria mais apropriado denominar o modelo de “oligopólio bilateral”, tal como sugere Ayoub (1994, p. 59) em sua interpretação, ou simplesmente duopólio, pois o mercado mundial de petróleo seria em última instância essencialmente controlado por Estados

⁵⁷ Cf. Roncaglia (1985, cap. 4, Apêndice).

⁵⁸ Tal como sustenta a abordagem clássica do excedente, onde a demanda influencia indiretamente o preço de produção via escolha da técnica que minimiza os custos totais e que seja capaz de atender a demanda efetiva.

Unidos e Arábia Saudita, cujos interesses têm sido coordenados pela via diplomática ou tácita pelo menos desde 1945⁵⁹ (até então a revolução do *shale*).

No contexto da sua pesquisa, Roncaglia (1985, p. 137) atribuiu aos dois países supracitados o papel de liderança nos grupos de consumidores e produtores, respectivamente, colocando a Exxon como líder do grupo de empresas. Porém, parece difícil, senão impossível, distinguir os interesses americanos como consumidores de petróleo dos interesses corporativos da empresa (hoje) ExxonMobil, uma das maiores daquele país e da indústria em questão.

Do nosso ponto de vista, algumas dificuldades analíticas do modelo de Roncaglia estão ligadas à utilização do conceito de oligopólio. Teoricamente, existem dois caminhos para explicar os diferenciais de rentabilidade entre produtores que desfrutam de vantagens competitivas: pela estrutura de mercado ou pelos variados fatores que originam rendas. O autor opta pela primeira opção ao desenvolver a sua análise com base na noção de um número fixo de agentes no mercado e a partir da caracterização da indústria como “concentrada”.

Temos duas críticas a essa alternativa metodológica, as quais desenvolvemos no decorrer desta subseção.

- 1) A inconsistência do conceito de oligopólio com a abordagem do excedente em virtude de sua aplicação estar fundamentada na premissa marginalista de número de agentes;
- 2) Consideramos desnecessária a referência a formas de mercado específicas, como o oligopólio, para analisar indústrias não competitivas, sendo suficiente combinar a noção clássica de concorrência aos conceitos de preço-limite e barreiras à entrada.

Inicialmente, é importante reconhecer a riqueza de detalhes contida nos trabalhos de Roncaglia (1985, 2003, 2015, 2016) sobre o funcionamento do mercado internacional de petróleo. Contudo, do ponto de vista teórico, o autor se afasta do método das posições de longo período e, alternativamente, segue o caminho aberto por Sylos-Labini de tratar o oligopólio concentrado como condicionante dos diferenciais setoriais de lucratividade.

Todavia, o próprio Roncaglia (2016, pp. 139-140) reconhece que a determinação dos coeficientes setoriais de lucro fica em aberto no caso do mercado de petróleo, e acaba sendo obscurecida pelos elementos que definem o equilíbrio de forças do “oligopólio trilateral”, isto é, o “grau de controle” exercido pelos principais agentes e suas estratégias. Parece-nos que tais

⁵⁹ Ano em que o encontro entre Franklin Roosevelt e o rei Ibn Saud selou a aliança entre os dois países (ver Yergin, 2010).

dificuldades são ampliadas pela presença de resquícios neoclássicos na própria definição de um oligopólio que, na verdade, é um conceito inexistente na economia política clássica e em Marx.

Em estudo sobre o tema, Vieira (2018) discute que a preocupação de Sylos-Labini (1956) ao desenvolver sua abordagem para oligopólios era construir um arcabouço teórico que explicasse os mercados reais sem, no entanto, recorrer ao subjetivismo presente nos modelos disponíveis à época, como os de Cournot e Edgeworth, que “*partem de hipóteses abstratas, que têm caráter essencialmente psicológico*” (SYLOS-LABINI, 1988 [1956], p. 29). Para evitar esse caminho, a alternativa natural foi interpretar o oligopólio a partir da concepção clássica de concorrência cujo foco recai sobre a condição de entrada no mercado, voltando-se para a análise da concorrência potencial e do preço limite⁶⁰ sem a necessidade de pressupor um número dado de empresas tal como na concepção neoclássica tanto de concorrência como de oligopólio.

No entanto, Vieira (2018) percebe que na elaboração de suas tipologias de oligopólio Sylos-Labini acabou depositando muita importância em aspectos como concentração de mercado e número de empresas, gerando um paradoxo que suscitou a seguinte questão:

Abandonando os aspectos cournotianos (número de empresas), estruturalistas (concentração) e comportamentais (Postulado de Sylos ou curvas de reação), o que resta do conceito de “oligopólio”? Provavelmente muito pouco, já que o pequeno número de empresas, a elevada concentração e o reconhecimento da interdependência por parte das empresas são elementos constitutivos do próprio conceito de oligopólio. Por essas razões, é preferível abandoná-lo e seguir diretamente a noção clássica de concorrência (VIEIRA, 2018, p. 54).

A menção ao número de firmas em modelos de oligopólio é um resquício marginalista problemático de compatibilizar com a concorrência potencial da economia clássica. A determinação de um preço acima do preço-limite não tem qualquer relação com a quantidade de firmas no setor, mas depende das restrições que os potenciais concorrentes enfrentam em acessar as condições materiais de produção (métodos, recursos não reprodutíveis) das firmas incumbentes, isto é, a própria mobilidade do capital. Mesmo mercados com um único produtor podem ser considerados competitivos caso a entrada seja livre, resultando na uniformidade da taxa de lucro dos *novos investimentos* em relação aos demais setores competitivos.

Sylos-Labini (1956) utiliza as noções de preço-limite e preço de expulsão para avaliar a estratégia das firmas que compõem três grupos (plantas de pequeno, médio e grande porte), considerando hipotéticas variações nos preços e nas quantidades e seus respectivos efeitos sobre

⁶⁰ Como o faz Bain (1956), ainda que permanecendo “preso” ao instrumental marginalista de determinação simultânea de preços e quantidades a partir das curvas de oferta e demanda.

os concorrentes efetivos e potenciais. As firmas, no entanto, possuem poder assimétrico para influenciar os preços; somente as de grande porte são capazes de atuar como *price-leader*⁶¹ por causa de sua maior parcela de mercado e menores custos⁶². O resultado final do modelo, não muito esclarecedor, é que “os preços de equilíbrio são múltiplos”⁶³. Mesmo não havendo equilíbrio único, Sylos-Labini afirma que o preço de longo prazo

[...] tende a se fixar em um nível imediatamente superior ao preço “de exclusão” [*preço-limite*] das empresas relativamente menos eficientes, porque convém às empresas maiores e mais eficientes deixar que as outras continuem a existir (SYLOS-LABINI, 1988 [1956], pp. 52-53)

Resumidamente, avaliamos que a tentativa de focar em aspectos comportamentais sobre como as possíveis reações de concorrentes afetam os capitalistas estabelecidos, mesmo que realizada em um esquema analítico de inspiração clássica, acaba encontrando dificuldades semelhantes aos modelos marginalistas de oligopólio. Ademais, ao final, conforme passagem citada acima, o preço de produção tende a se aproximar da definição clássica/sraffiana de preço-limite que, por sua vez, dispensa a hipótese de um número fixo de agentes.

Optamos por discutir essas contradições conceituais que os modelos de oligopólio têm com a abordagem clássica pois elas aparecem no principal trabalho de Roncaglia (1985) sobre o mercado petrolífero e, ao nosso ver, esse ecletismo metodológico constitui uma fragilidade.

Under ‘concentrated’ oligopoly, this latter element [*barriers to entry*] will in turn depend on technology (determining alternative plant sizes and the advantages of big plants over smaller ones), on the size of the market, *price-elasticity*, and expected growth rate of demand. [...] All these factors allow for a number of possible equilibria, differing from each other with respect to the product price and/or the internal structure of the sector (*number* and size of firms) (RONCAGLIA, 1985, p. 45, grifo nosso).

Mais simples e consistente com a abordagem do excedente parece-nos ser o procedimento de 1) investigar em que medida a presença de barreiras à entrada restringe a mobilidade de capitais (e o ajuste das quantidades) em um sistema onde as pressões concorrenciais são permanentes; 2) explicar os diferenciais de rentabilidade a partir das assimetrias de custo entre os produtores, as quais originam rendas clássicas; e 3) examinar os limites externos impostos pela concorrência potencial para definição de preços-limite.

Na seção 3.3, a seguir, apresentamos uma abordagem analítica do preço de produção do petróleo à luz das categorias clássicas de renda. Sustentamos que essa estratégia se mostra, por

⁶¹ Cf. Sylos-Labini (1988 [1956], p. 43).

⁶² Algo equivalente ao papel desempenhado pela Arábia Saudita.

⁶³ Cf. Sylos-Labini (1988 [1956], p. 52).

um lado, mais consistente para explicar como as diferentes fontes de assimetrias de custo se manifestam no preço de longo período e, por outro, evita de incorrer em ecletismo teórico ao incorporar aspectos político-institucionais prescindindo do uso de premissas estranhas à abordagem clássica, como elasticidade-preço e número de firmas no setor.

O próprio Sylos-Labini reconhece que

Em tal concepção [clássica], o elemento essencial da concorrência é a facilidade de entrada. Se a entrada é fácil, nenhum produtor pode aumentar os preços nem pode, salvo por período limitado, obter lucro maior que o normal. A concepção clássica faz referências às condições que se podem considerar “dinâmicas” ou seja, *para os clássicos, concorrência não é tanto uma situação, mas, essencialmente, é um processo* (SYLOS-LABINI, 1988 [1956], p. 54, grifo nosso).

O trecho acima ressalta uma característica chave da concorrência baseada em mobilidade de capitais, isto é, o foco no processo ao invés da “situação”, abrindo espaço para incorporar elementos de natureza dinâmica. Mesmo reconhecendo tal vantagem Sylos-Labini optou pelo caminho teórico do oligopólio e desenvolveu sua tese de que essa forma de mercado constitui um empecilho à difusão do progresso técnico, tema que não nos cabe aprofundar.

Acreditamos ser preferível abandonar o conceito de oligopólio e trabalhar com a noção clássica de concorrência associada ao estudo das barreiras à entrada. Tal caminho mostra-se apropriado também para tratar a questão da mudança tecnológica na medida em que é possível comparar os preços de produção obtidos por distintos sistemas sraffianos e interpretá-los como uma sequência de longos períodos, sendo a gravitação para os novos valores normais resultado dos processos de concorrência e difusão tecnológica (CESARATTO, 1995, 1996).

Na próxima seção os lucros extraordinários da produção petrolífera são tratados como rendas clássicas oriundas da presença de barreiras à entrada, que essencialmente refletem assimetrias de custo e o conflito distributivo sobre o excedente. Trata-se de um quadro analítico que não depende de hipóteses específicas sobre a estrutura de mercado, bastando assumir que a concorrência potencial se manifesta mesmo quando há barreiras.

3.3 Visão alternativa: o preço piso e as rendas clássicas

Em linha com a abordagem clássica do excedente, esta interpretação é voltada para analisar os aspectos estruturais/tendências do mercado de petróleo e como eles condicionam o

preço de produção e a disputa em torno das rendas. Para além de oscilações de curto prazo, o modelo analítico é útil, por exemplo, para entender por que houve uma queda duradoura no *patamar* de preços do petróleo em decorrência da revolução do *shale* nos Estados Unidos (objeto dos Capítulos 4 e 5). Sua vantagem é analisar elementos como custos, demanda, tecnologia, concorrência, além de fatores institucionais e geopolíticos de maneira concomitante.

O trabalho de Fioritti (2016) foi pioneiro ao sistematizar os diversos tipos de renda da abordagem clássica para discutir a tendência do preço de produção do petróleo.

Em condições normais de demanda, o preço é regulado por um piso – sustentado pelo poder de mercado da Arábia Saudita – que viabiliza a produção de áreas com maior custo nos Estados Unidos e no Canadá (principal fornecedor para os americanos), arranjo esse que garante uma renda de monopólio para o primeiro e uma renda absoluta privada para o segundo país.

Em períodos de alta demanda, um segundo preço de produção é regulado pelos custos dos últimos produtores que precisam ser ativados para atender a demanda efetiva *mais* uma renda absoluta estatal (*royalty*), de modo que rendas diferenciais extensivas surgem para os produtores de menor custo.

Neste modelo, rejeita-se a noção de escassez física (do recurso como um todo) para explicar o preço do petróleo, sendo a sua distribuição geográfica desigual o fator que condiciona a coexistência de diferentes métodos de produção (para cada área específica), resultando em assimetrias de custo. Como o mercado é internacional e o preço vigente é uniforme, inevitavelmente os produtores de menor custo se apropriam de rendas diferenciais. Na verdade, a única noção de escassez aplicável a este mercado é a de natureza artificial, decorrente do fato de a Arábia Saudita ser monopolista da melhor área (ter o menor custo) e não se dispor a atender toda a demanda efetiva. Há, portanto, uma restrição artificial de oferta que impossibilita a difusão da técnica *superior*, evidenciando assim o caráter não competitivo do mercado.

A ideia da existência de um piso para o preço de oferta do petróleo que sustenta a produção americana não é propriamente uma inovação, sendo discutida inclusive por especialistas de inspiração neoclássica, como Adelman (1986). Contudo, são os trabalhos de Ayoub (1994) e Rutledge (2003) que explicitamente corroboram a interpretação aqui proposta.

Ayoub (1994) enfatiza que o processo de nacionalização dos campos de petróleo na década de 1970 por parte dos produtores do Oriente Médio foi um marco na reorganização do mercado mundial, criando uma estrutura dual onde a OPEP passou a controlar o fluxo de

produção de óleo bruto e as *majors* os elos de transporte, refino e distribuição – transformação notada também por Roncaglia (1985). A partir de então a conveniência de um preço piso obedeceu tanto a lógica econômica do custo de produção, de tornar viável a produção americana de alto custo, como a lógica de “segurança energética”, ao passo que permitiu aos Estados Unidos garantir uma oferta doméstica de óleo e diversificar suas fontes de importações – mesmo que a um custo mais alto do que seria se o preço fosse “competitivo”, ou seja, determinado pelo custo de produção saudita.

Ayoub (1994), contudo, atribui ao “custo de segurança” (a diferença entre o preço piso e o custo saudita) o caráter de uma renda diferencial “Ricardiana”, sem distinguir que, na verdade, trata-se de uma renda de monopólio devida aos sauditas, e em parte paga pelos Estados Unidos, como garantia do suprimento estável de petróleo e da manutenção da tutela político-militar americana sob a Península Arábica.

Do ponto de vista teórico, não seria adequado tratar a referida renda como diferencial porque em condições de fato competitivas os preços só subiriam ao patamar dos custos americanos se houvesse a plena utilização da capacidade de extração na OPEP. De fato, é a restrição artificial de oferta operada pelo cartel que permite a fixação de um preço piso de produção exógeno e, assim sendo, implica no caráter monopolista da renda auferida pela Arábia Saudita (vide conceito de renda de monopólio no Capítulo 2 acima).

Rutledge (2003), por sua vez, toma como referência o colapso de preços de 1998-1999 (ocasionado pelo erro estratégico da OPEP de aumentar as quotas de produção em um contexto de demanda fraca decorrente da crise financeira asiática⁶⁴) para demonstrar como a coordenação entre o cartel liderado pelos sauditas e os Estados Unidos foi efetiva no sentido reduzir a produção da OPEP e reestabelecer o preço ao patamar que sustentasse a lucratividade da indústria americana, episódio que à época contou com a cooperação da Venezuela. Tal acordo envolveu as usuais preocupações geopolíticas de garantir a estabilidade dos regimes do Oriente Médio “amigáveis” ao Ocidente, bem como a manutenção da “segurança energética” americana ao assegurar a viabilidade de sua produção doméstica e o fluxo de importações não-OPEP.

Não faltam, portanto, análises na literatura que apontam para a existência de um preço piso acima do patamar que prevaleceria em livre concorrência, já que parcela importante da oferta é controlada via cartel. O passo além dado por Serrano (2004, 2008, 2013) e Fioritti (2016) para teorizar o preço de produção do petróleo levando em consideração o arranjo tácito

⁶⁴ YERGIN (2014, cap. 4).

entre americanos e sauditas é incorporar ao quadro de análise as rendas da economia política clássica.

Para análise que segue convém fazer algumas observações: o objeto de estudo é o mercado *internacional* de petróleo bruto, aqui tratado como uma *commodity* homogênea⁶⁵; os custos de transporte são desconsiderados; a quantidade de recursos totais remanescentes é abundante, mas desconhecida, ou seja, não há pico de oferta *a la* Hubbert (1956); o mercado em questão não é livremente competitivo, pois obstáculos institucionais e políticos impedem a entrada de capital para explorar as maiores reservas (e de menor custo) controladas pela OPEP; conseqüentemente, o cartel tem poder de mercado para definir quantidades e influenciar o preço vigente.

A Arábia Saudita tem um papel fundamental no mercado internacional, em geral, e dentro da OPEP, em particular, em virtude de sua atuação como *swing producer*, isto é, aquele produtor que mantém grande capacidade ociosa planejada para em última instância ajustar a sua própria produção visando moderar subidas de preço e, principalmente, não deixar que o preço caia abaixo de determinado nível.

Segundo a EIA (2018), capacidade ociosa refere-se ao volume de produção que pode ser levado ao mercado pelo capital já instalado em até 30 dias e sustentado por pelo menos 90 dias. A Arábia Saudita historicamente mantém tal volume entre 1,5 e 2 milhões de barris por dia, equivalente a faixa de 1,6% a 2,1% da produção global ou ao intervalo de 13% a 17% da produção saudita, ambos com referência a dados da BP (2019). É importante notar que a referida manutenção de capacidade ociosa para influenciar preços está intrinsecamente ligada ao controle centralizado que o reinado árabe exerce sobre a petrolífera estatal Saudi Aramco.

Historicamente o nível do preço piso do petróleo tem sido suficiente para garantir a rentabilidade de parcela importante dos campos de alto custo na América do Norte (Estados Unidos e Canadá). Entretanto, na última década por período relativamente longo o preço de mercado do petróleo ficou regulado pelo preço de produção de alta demanda (dado pelos custos mais altos dos produtores que precisaram ser ativados quando o crescimento da economia mundial acelerou), o que na prática viabilizou o forte crescimento da que produção de petróleo

⁶⁵ O que não é exatamente preciso, pois os óleos produzidos variam em termos de densidade e teor de enxofre. No sistema de precificação vigente os diferentes tipos de óleo são comercializados com prêmios ou descontos em relação ao preço de referência (*Brent*, WTI) em função de suas características físico-químicas (ver seção 3.1).

americana a partir de 2009 via utilização das técnicas de fratura hidráulica e perfuração horizontal em reservatórios *shale* – mudança investigada em detalhes no próximo capítulo.

Passemos agora a analisar o arranjo baseado nos dois preços fundamentais do petróleo: o preço piso e o preço de produção de alta demanda. O conhecimento desse arranjo é essencial para entender o que mudou em decorrência da revolução do *shale* (Capítulo 4).

Na Figura 4 buscamos incorporar a contribuição de Fioritti (2016) ao quadro analítico proposto por Garegnani (1983) para relacionar descritivamente quantidades e preços (empíricos, observáveis) com demanda efetiva e preços de produção (teóricos). Esta abordagem pressupõe um processo de ajuste via quantidades (produção se adapta à demanda), enquanto os preços de produção são determinados por custos físicos mais uma taxa de lucro normal e a demanda efetiva por padrões históricos e sociais. A existência de assimetrias de custo origina rendas clássicas de diferentes naturezas e a concorrência é responsável por nivelar (mas não determinar) as variáveis distributivas (salário real e taxa de lucro), já que uma delas é necessariamente determinada fora do sistema de preços relativos e a outra residualmente pelo sistema. Os pontos em negrito abaixo são descritivos e não resultam de funções preço-elásticas.

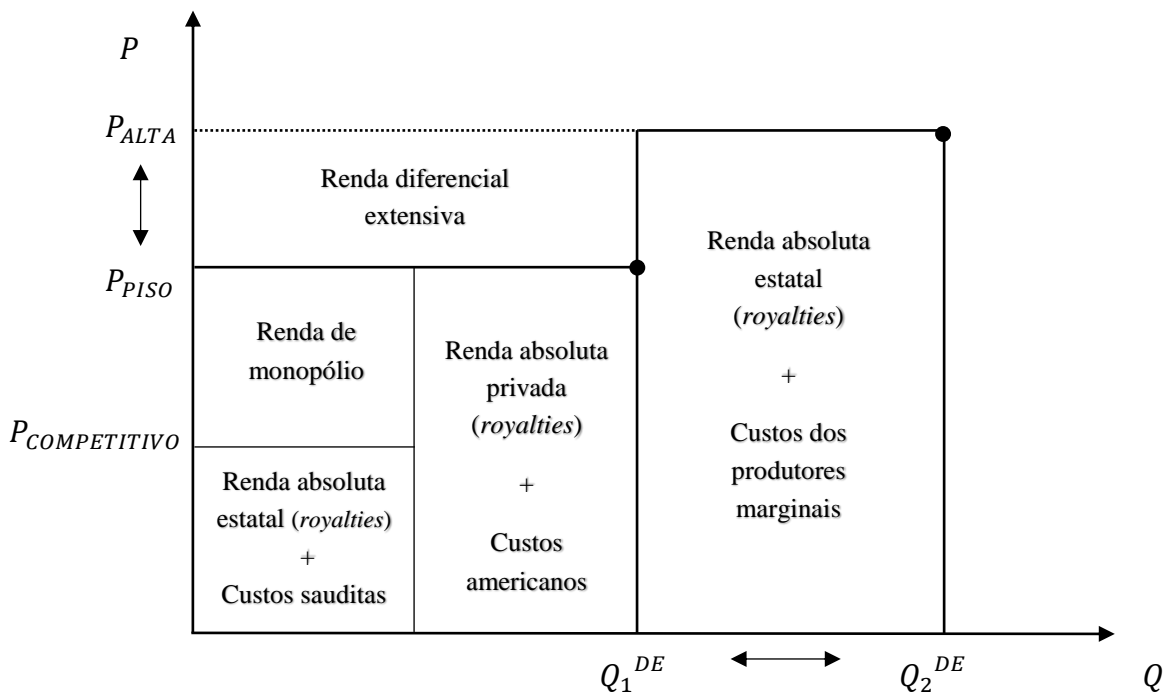


Figura 4: Esquema analítico dos dois preços fundamentais
Fonte: Elaboração própria a partir de Fioritti (2016).

Acima observa-se os dois preços de produção ($P_{PISO} < P_{ALTA}$) em torno dos quais os preços de mercado gravitam a depender do nível da demanda efetiva ($Q_1 < Q_2$). Apesar de ser um esquema analítico relativamente simples, sua interpretação requer atenção aos seguintes aspectos:

- 1) Os custos totais incluem uma taxa de lucro normal;
- 2) A concorrência entre capitais *não determina* o nível de P_{PISO} , já que, por se tratar de um o preço monopolista, sua definição é exógena e passível de interferências político-institucionais via cartel;
- 3) A quantidade Q_1 obviamente não é atendida apenas pelas produções saudita e americana; na verdade, esses são os dois principais atores aos quais interessa que o preço não caia abaixo do piso que garante não só suas respectivas rentabilidades, mas também a de outros produtores, inclusive aqueles cujos custos situam-se em patamar intermediário, isto é, maior que o saudita e menor que o americano⁶⁶;
- 4) Em períodos de elevada demanda produtores “marginais” de alto custo precisam ser ativados; o mecanismo da concorrência faz a quantidade Q_2 ser atendida ao P_{ALTA} ($> P_{PISO}$) dado pelos custos dos últimos capitalistas cuja produção é necessária para atender a demanda efetiva, incluindo uma renda absoluta *estatal* – os *royalties* – instrumento usual na indústria petrolífera quando se trata do custo de uso dos recursos;
- 5) Neste segundo patamar de preços (P_{ALTA}), produtores sauditas e americanos auferem renda diferencial extensiva em virtude da assimetria de seus custos (mais baixos) em relação aos custos dos produtores marginais (mais altos).

Deve-se notar, ainda, que o mercado internacional de petróleo não funciona em livre concorrência; caso o fosse, os produtores de baixo custo operariam em plena capacidade e dominariam o mercado. Por razões diversas (fatores geopolíticos, estratégias de longo prazo, conservação dos recursos, etc.) a OPEP não se dispõe a suprir toda a demanda efetiva (ainda que a única restrição para tal fosse de capacidade, portanto, transponível). Assim, o preço diverge daquele que prevaleceria em condições plenamente competitivas ($P_{COMPETITIVO} < P_{PISO}$). Ao preço de alta demanda (P_{ALTA}) consideramos a renda absoluta como sendo *estatal*, que é a regra geral na maioria dos países, sendo o subsolo privado uma situação menos comum.

A concorrência, seja entre países/empresas do próprio setor ou a ameaça potencial dos produtores de fontes energéticas substitutas ao petróleo de aumentar sua participação na

⁶⁶ Neste caso, ao preço piso os produtores de custo intermediário auferem renda diferencial extensiva.

demanda efetiva total, define um preço-limite de produção suficiente para ativar a oferta de alto custo em períodos de demanda elevada, mas sem exacerbar a entrada de novos competidores. Em última instância, os preços de mercado a gravitam em torno de P_{PISO} e P_{ALTA} , se aproximando mais de um ou de outro a depender das condições de demanda efetiva vigentes.

Objetivamente, o arranjo da Figura 4 descreve a determinação estrutural dos preços do petróleo no mercado internacional vigente pelo menos desde a segunda metade da década de 1980. Em geral, estudos de natureza histórica sobre o tema não fornecem evidências no sentido de refutar a interpretação sugerida por Serrano (2004, 2008, 2013) e Fioritti (2016) sobre a prevalência desse mecanismo – pelo menos até a revolução do *shale*.

Quanto à tecnologia *fracking*, não é difícil captar o efeito do progresso técnico nela incorporado pois ele se materializa diretamente em custos de produção mais baixos; pela análise das rendas explicam-se as diferenças de lucratividade. No Capítulo 4 adiante levantamos duas hipóteses sobre a emergência de um novo preço piso de produção do petróleo no mercado internacional a partir da revolução do *shale*.

CAPÍTULO 4 – EFEITOS DA REVOLUÇÃO DO *SHALE* SOBRE A TENDÊNCIA DO PREÇO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

Ao longo deste capítulo buscamos fortalecer a hipótese de que os custos de produção do método *fracking* (mais a renda absoluta privada devida aos proprietários de terra americanos) determinam o novo preço piso do petróleo, em torno do qual os preços de mercado têm gravitado nos últimos anos – que tem sido um período de crescimento relativamente lento da demanda. Analisamos os principais indicadores econômicos que condicionaram essa mudança e seus efeitos sobre o mercado internacional de petróleo, notadamente o substancial ganho de autonomia que a revolução do *shale* concede aos Estados Unidos em relação à Arábia Saudita e ao cartel da OPEP para preservar a rentabilidade de sua indústria petrolífera.

O capítulo começa discutindo duas hipóteses acerca do efeito estrutural que a mudança tecnológica do *fracking* produziu sobre a tendência do preço de produção do petróleo (seção 4.1); posteriormente, apresentamos um breve panorama do mercado internacional de energia para contextualizar a inserção americana e o papel do petróleo (seção 4.2); em seguida a ênfase recai sobre a indústria americana, a partir da análise de diversos indicadores setoriais que corroboram nossa tese sobre a tendência do novo preço piso de produção (seção 4.3).

4.1 Duas hipóteses

Nas últimas décadas a dinâmica do mercado internacional de petróleo foi marcada pelo arranjo tácito discutido no capítulo anterior (seção 3.3). Entretanto, o substancial aumento da produção americana iniciado em 2008 culminou em uma mudança no patamar de preços a partir de 2014, causando nítido contraste com o nível de preços (de produção, persistentes) observado ao longo da década anterior (anos 2000). Considerando os avanços tecnológicos nos Estados Unidos, que permitiram reduzir os custos de produção de petróleo a partir de reservatórios não convencionais, duas hipóteses podem ser levantadas para explicar como tais transformações afetaram a tendência do preço internacional do petróleo de longo período (normal/natural).

- H1: o arranjo vigente permanece válido, com a Arábia Saudita definindo o preço piso de maneira exógena; porém, a mudança tecnológica tornou a produção

americana viável a custos mais baixos, ensejando a redução do preço piso; a renda de monopólio saudita segue existindo, mas sofre decréscimo;

- H2: uma nova situação na qual a Arábia Saudita não mais se compromete com um preço exógeno passa a prevalecer; o preço piso mais baixo converge automaticamente para os custos de produção nos Estados Unidos; desaparece a renda de monopólio saudita, que passa a auferir renda de natureza diferencial.

A história recente da indústria petrolífera registrou dois momentos em que os preços de mercado colapsaram em magnitude comparável a 2014: em 1986, episódio que ficou conhecido como “contrachoque”, quando a Arábia Saudita deliberadamente aumentou sua produção para recuperar parte do *market share* perdido para produtores não-OPEP de maior custo (Mar do Norte, Alaska e outros), os quais haviam se tornado economicamente viáveis devido ao choque de preços de 1979 (ver Ayoub, 1994; Torres Filho, 2004); o segundo caso, já mencionado, foi o colapso de 1998-1999 (ver Rutledge, 2003; Yergin, 2014) decorrente da estratégia equivocada da OPEP em aumentar as quotas de produção em um ambiente de desaceleração da demanda. Em ambos os episódios, com maior ou menor velocidade, os preços de mercado retornaram a gravitar em torno do piso tácito que mantinha a indústria petrolífera americana lucrativa.

Analistas por vezes comparam o caso de 2014 com o episódio de 1986 (por exemplo, O’Sullivan, 2017) por causa de uma notável semelhança: a ação deliberada da Arábia Saudita em aumentar a produção buscando recuperar parte do mercado perdido. Contudo, há pelo menos duas diferenças marcantes no acontecimento mais recente:

- 1) A principal fonte de “óleo novo” no mercado é o histórico aliado saudita, os Estados Unidos, cujo substancial aumento da produção além de não ter precedentes seguiu trajetória ascendente a despeito do patamar mais baixo de preços;
- 2) A Arábia Saudita apresentou um comportamento errático ao aumentar a produção diante de uma queda de preços, enquanto em 1986 pouco tempo após o “contrachoque” a produção voltou a ser restringida para equilibrar o mercado.

A “correção de rumos” no episódio recente veio no final de 2016 por meio de um acordo denominado OPEP+, no qual a Rússia e outros países não membros passaram a cooperar com o cartel (BORDOFF, 2018). Contudo, o efeito dessa estratégia tem sido basicamente nulo.

Ao longo do capítulo discutiremos um conjunto elementos que sustentam a interpretação de que estamos diante de uma mudança estrutural na oferta decorrente do progresso técnico alcançado na produção do *shale* nos Estados Unidos. Em última instância, essa transformação

resultou em significativo ganho de autonomia americana em relação aos sauditas no que tange a necessidade de um arranjo tácito para manutenção do preço piso do petróleo.

O contexto descrito acima suscita algumas dúvidas: a maior autonomia energética americana é suficiente para que o arranjo definidor do preço piso seja desfeito? Colocado de outra maneira: passa os Estados Unidos a ser um regulador automático das quantidades que rapidamente varia sua produção fazendo o preço piso convergir para o seu custo? As respostas negativas ou afirmativas para as duas indagações levam, respectivamente, às hipóteses H1 e H2 supracitadas, que no esquema analítico proposto são representadas pelas Figuras 5a e 5b.

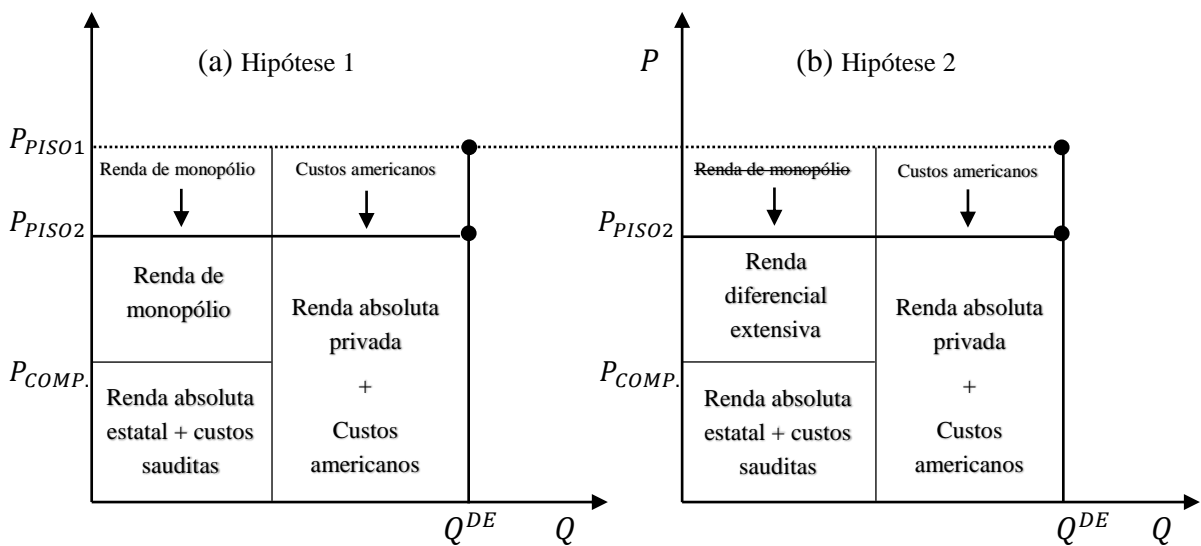


Figura 5 (a, b): A redução do preço piso pós revolução do *shale*
 Fonte: Elaboração própria. Hipótese 1 com base em Fioritti (2016, p. 141).

A diferença fundamental entre as duas hipóteses é a definição exógena (ou não) do preço piso pela Arábia Saudita. Em H1 tal procedimento permanece válido, garantindo a usual renda de monopólio. Entretanto, a redução dos custos de produção e o forte crescimento da oferta americana levam os sauditas a definir o piso em patamar mais baixo. A lógica dessa decisão é simples: ela atende a indústria do *shale*, que permanece economicamente viável, e preserva a competitividade do óleo saudita no ambiente de entrada de novos concorrentes.

H2 representa a perda de capacidade da Arábia Saudita em definir um preço de monopólio e desempenhar o papel de *swing producer* para cumpri-lo, uma vez que o reinado tenha reconhecido a crescente concorrência advinda do *shale* americano e o efeito da mudança tecnológica sobre a tendência do preço piso de produção. Tal situação altera a natureza da renda auferida pelos sauditas, que passa a ser diferencial (já que seus custos continuam os mais baixos

do mundo) e não mais monopolista. Os preços de mercado passam a gravitar em torno do piso dado pelos custos americanos, pois ao deter a maior parcela tanto da demanda quanto da produção globais os Estados Unidos passam a ser *automaticamente* a principal instância de ajuste das quantidades (produção → demanda).

Qual é, então, a hipótese mais provável? A resposta depende do exame de duas características que nos parecem fundamentais na nova dinâmica marcada pela revolução do *shale*. A primeira decorre dos próprios atributos técnico-econômicos da produção americana a partir de reservatórios não convencionais: a elevada elasticidade da oferta – entendida estritamente como a velocidade que se pode aumentar a quantidade levada ao mercado.

A segunda, pode ser considerada uma “fraqueza saudita” e diz respeito ao caráter contraditório de duas possíveis estratégias: ao tentar forçar a definição de um preço piso ainda mais baixo para defender seu *market share* a Arábia Saudita poderia, em tese, inviabilizar produtores de maior custo, inclusive parte da produção americana; porém, perderia importante parcela da sua renda de monopólio – essencial para financiar o orçamento e manter a legitimidade do reinado árabe – além de ir de encontro ao Estado americano que tutela o regime; por outro lado, tentativas de forçar a elevação dos preços via restrição de oferta para ampliar a renda monopolista, além de esbarrar em disputas internas na OPEP sobre a definição das quotas, simplesmente resultariam em perda de mercado, pois produtores de maior custo – sobretudo nos Estados Unidos pela primeira característica – rapidamente aumentariam suas quantidades. As duas estratégias representam casos-limite, o que à primeira vista leva a crer que uma política de preços moderados liderada pelos sauditas acomodaria os diversos interesses em jogo.

A maior elasticidade da oferta oriunda de reservatórios *shale* é um atributo chave que fornece vantagens aos produtores americanos. Em projetos convencionais, bilhões de dólares são investidos com perspectiva de retorno em longo prazo, dado que o tempo entre a fase de exploração e o início da produção comercial pode chegar a dez anos. Estudos como Maugeri (2013) e Aguilera e Radetzki (2016) apontam que no *shale* o pico de produção geralmente ocorre nos primeiros trinta dias de operação e no final do primeiro ano a produção já é cerca de 50% menor. A vida útil do reservatório normalmente não ultrapassa cinco anos, enquanto em campos convencionais pode durar décadas⁶⁷. Apesar do investimento inicial ser substancialmente menor, a produção via *fracking* e perfuração horizontal requer contínua prospecção de novas áreas, mobilização de equipes e infraestrutura para manter dado nível de

⁶⁷ Por exemplo, o maior campo convencional de petróleo do mundo, Ghawar, localizado na Arábia Saudita, iniciou sua produção comercial em 1951 e até hoje segue em operação pela Saudi Aramco.

oferta. Sua vantagem, contudo, é a alta flexibilidade de parar/retomar a produção em resposta a variações nos preços de mercado e na demanda, dotando a atividade de rápida capacidade de adaptação, processo notadamente mais complicado (e custoso) em projetos convencionais.

A rapidez entre as decisões de investimento no *shale* e a chegada da produção ao mercado é a caraterística central da nova dinâmica representada pela Hipótese 2, pois ela tem repercussões sobre o processo de gravitação dos preços de mercado na direção do preço piso de produção, que notadamente passa a ser mais célere. Por conseguinte, em períodos de demanda normal, diferenciais (sejam positivos ou negativos) entre preços de mercado e P_{PISO} tendem a ser automaticamente corrigidos pelo rápido ajuste das quantidades levadas ao mercado, ao passo que em períodos de acelerado crescimento da demanda os preços de mercado são regulados pelo P_{ALTA} e os produtores americanos auferem rendas diferenciais, já que neste segundo caso a oferta estadunidense seria insuficiente para atender a demanda efetiva – requerendo a ativação de produtores de custo relativamente maior ao próprio *shale*.

Do ponto de vista da concorrência, no atual cenário de crescimento lento/moderado da demanda passa a prevalecer uma situação de maior mobilidade de capitais, pois os atributos técnico-econômicos da produção não convencional tipo *shale* facilitam tanto a entrada de novos produtores (menor aporte de capital inicial) como a saída do negócio, seja pela paralisação temporária da produção ou pela venda de ativos cujos graus de indivisibilidade e especificidade são menores se comparados aos projetos convencionais (*offshore*, sobretudo).

Em síntese, a produção de petróleo pela tecnologia não convencional representa um modelo de negócio diferente. Com plantas menores, centenas de empresas distribuídas em áreas esparsas atuam de maneira não coordenada, cada qual produzindo pequena parcela da produção total. Por um lado, a atividade acaba sendo mais sensível a fatores de curto prazo (acesso a financiamento, preço de mercado, regulação) que podem impactar a viabilidade dos projetos. Por outro, mudanças no grau de utilização da capacidade e a própria criação de nova capacidade têm se mostrado muito mais ágeis se comparadas aos projetos tradicionais.

As características discutidas acima são fundamentais não apenas pela questão do tempo de resposta, mas pelo fato de a oferta americana ter se mostrado grande o suficiente para impactar os preços vigentes. Isso nos leva à mencionada “fraqueza saudita”, ou seja, tentativas de regular a oferta via cartel para levar o preço muito abaixo ou muito acima de determinado nível acabam esbarrando em dois limites: um inferior, dado não ser do interesse geral da OPEP (e da própria Rússia) que o preço do petróleo seja demasiadamente baixo, pois é improvável

que estratégias voltadas a reduzir preços resultem em maior volume de vendas⁶⁸; o limite superior é dado pela própria concorrência, ao passo que novos entrantes (sobretudo americanos) rapidamente compensariam cortes na produção cujo intuito fosse elevar os preços. Parece então haver um novo nível natural de preços para ao qual o mercado tem convergido: aquele que remunera os custos de produção americanos e os *royalties* dos proprietários de terra.

A revolução do *shale* tem claramente aumentado o poder de barganha dos Estados Unidos em relação à OPEP, em geral, e à Arábia Saudita, em particular. Tal situação tende a enfraquecer a Hipótese 1 previamente discutida, pois a mudança tecnológica além de tornar desnecessário o arranjo tácito mantenedor da rentabilidade dos produtores americanos, deixa a atuação saudita neste sentido cada vez mais contraditória do ponto de vista econômico.

Adicionalmente, a eventual abertura de capital da estatal petrolífera Saudi Aramco para investidores internacionais potencialmente compromete a estrutura centralizada de controle que até então permitiu a Arábia Saudita ajustar o nível de produção segundo seus próprios interesses e os da OPEP, mecanismo que já encontra dificuldades reais para influenciar os preços vigentes principalmente em função da rápida resposta da oferta *shale* a mudanças nos preços de mercado e do grande volume de óleo americano que já é levado ao mercado internacional.

É difícil sustentar que a estratégia iniciada em 2016 de incluir a Rússia e outros países não membros do cartel nos acordos OPEP+ para coletivamente restringir a produção de petróleo advenha de alguma preocupação em assegurar a lucratividade de um competidor do peso como os Estados Unidos. É mais plausível supor que aquele grupo de países atua para defender suas rendas no contexto em que os preços de mercado por força concorrencial tendem a gravitar em patamar persistentemente mais baixo ao outrora observado, notadamente em torno do piso dado pelos custos americanos. Isso fortalece a Hipótese 2, que buscaremos confirmar com a evidência empírica apresentada nas próximas seções.

A lógica de determinação do preço de produção prevalecente em períodos de alta demanda não muda em decorrência da revolução do *shale*. O nível de P_{ALTA} segue dado pelos últimos produtores de alto custo que são ativados para atender a demanda efetiva, gerando assim rendas diferenciais para os demais produtores, inclusive americanos. No atual contexto de crescimento relativamente lento da demanda efetiva a maior participação da oferta americana na demanda total tende a retardar a ativação de produtores de alto custo que tornariam P_{ALTA}

⁶⁸ Até porque os investidores maximizam a taxa de retorno (lucro mais rendas) por unidade de capital aplicado, sendo o volume absoluto de renda pouco relevante. É implausível, ainda, imaginar que uma suposta elasticidade da demanda por petróleo fosse superior à unidade para a queda do preço aumentar a receita total.

relevante para a regulação dos preços de mercado, fato que explica a persistência da gravitação dos preços de mercado em torno novo preço piso nos últimos anos.

No que se refere ao papel dos Estados Unidos de supostamente ser o novo *swing producer* do mercado, parece complicado atribuir ao país essa função no sentido usual do termo (como alguns analistas sugerem) porque as características da oferta americana diferem substancialmente da saudita: ausência de capacidade ociosa planejada com o propósito específico de regular preços; produção descentralizada; firmas não coordenam quantidades; entre outros atributos já mencionados. O que parece haver, na verdade, é um mecanismo espontâneo operado pela concorrência no qual variações nos preços de mercado e na demanda funcionam como estímulos para mudanças no grau de utilização da capacidade instalada e criação de nova capacidade, o que, conforme discutido, tem se mostrado um processo relativamente rápido que contribui para estabilizar o mercado.

Diante da redução dos custos de produção e da rápida difusão do *fracking* em território americano, o investimento na produção de petróleo a partir do *shale* pode ser visto como o capital regulador discutido por Shaikh (2016), isto é, a tecnologia relevante para determinação dos preços de produção e para equalização das taxas de lucro intersetores. Por essa razão, um PISO agora mais baixo tem funcionado como centro de atração de longo período.

Por ora, concluímos que as novas tecnologias de produção aplicadas em reservatórios não convencionais viabilizaram a forte entrada de empresas americanas de pequeno/médio porte, as quais passaram a operar com custos cada vez mais baixos. O substancial aumento do óleo levado ao mercado por um lado estabeleceu uma nova dinâmica de ajuste das quantidades e, por outro, levou os preços de mercado ao novo piso estrutural. Esse resultado decorre fundamentalmente da rápida resposta da oferta americana a variações nos preços de mercado, isto é, sua resiliência, e da chamada “fraqueza saudita” após a revolução do *shale*.

Apresentamos nesta seção uma contribuição analítica acerca das implicações da revolução do *shale* na última década sobre a tendência do preço de produção do petróleo no mercado internacional, tendo como ponto de partida o quadro conceitual utilizado por Serrano (2013) e Fioritti (2016). Ao mesmo tempo, foi estabelecido um contraponto à interpretação de Roncaglia (1985) baseada no conceito de oligopólio, na medida em que a combinação da abordagem do excedente com as categorias clássicas de renda forneceu um arcabouço teórico, ao nosso ver, consistente e compatível com as nuances político-institucionais do setor de energia, prescindindo de definir uma estrutura de mercado específica.

No entanto, trata-se de uma primeira aproximação analítica ao objeto desta tese. Para fortalecer nossa hipótese é preciso contextualizar o papel dos Estados Unidos no mercado internacional de petróleo e examinar indicadores setoriais referentes a investimentos, tecnologia, custos de produção e preços associados à revolução do *shale*.

4.2 O mercado global de energia e a inserção americana

Em tempos que se discute mudanças climáticas chama atenção o fato de os combustíveis fósseis seguirem respondendo por mais de quatro quintos da energia gerada no mundo e, mais ainda, que pouco mudou nas últimas quatro décadas. A comparação das Figuras 6a e 6b revela que entre 1973 e 2016 houve uma ligeira diminuição da oferta conjunta das fontes fósseis acompanhada de maior participação do carvão e gás natural relativamente ao petróleo, que segue sendo o principal insumo energético da matriz mundial.

O ganho de participação do carvão evidencia que os capitalistas só minimizam os custos aos quais eles incorrem, isto é, as externalidades ambientais negativas causadas pelo uso desse recurso não entram no cálculo dos preços de produção. A China é o principal propulsor do crescimento da demanda por carvão, sobretudo nos últimos vinte anos. Atualmente o país responde sozinho por 45% da produção global do insumo. Índia e Estados Unidos completam o grupo de principais produtores/consumidores que, assim como a China, fazem uso do carvão para geração de energia elétrica em virtude do seu baixo custo (IEA, 2018a).

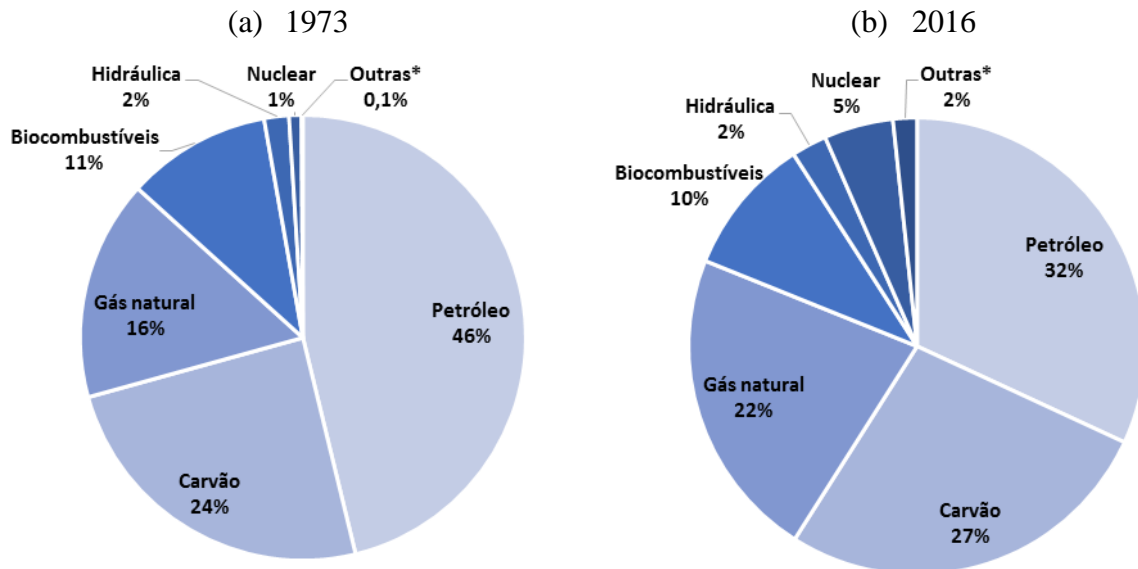


Figura 6 (a, b): Matriz energética mundial (1973 e 2016) – oferta primária de energia⁶⁹ por fonte
 Fonte: Elaboração própria com dados da IEA (2018a). (*) Inclui fontes geotérmica, eólica e solar.

O gás natural, por sua vez, vem ganhando relevância na matriz principalmente pela ampliação do seu uso na geração de energia elétrica, em parte decorrente da revolução do *shale gas* que diminuiu drasticamente o seu custo de produção e aumentou substancialmente a oferta nos Estados Unidos. Esse fenômeno paradoxalmente tem contribuído para diminuir as emissões de carbono em território americano⁷⁰, na medida em que usinas termelétricas a carvão (sobretudo as antigas, mais poluentes) estão sendo substituídas por plantas que utilizam gás natural, mais limpas. É comum (e controversa) a menção ao gás natural como o “combustível da transição” que cumpriria o papel de estabilizar as redes elétricas cuja participação de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, tem crescido.

Do ponto de vista do petróleo, sua substituição parece ser mais complicada tanto em função do grande poder acumulado pelos países e empresas que compõem a indústria, como pelas próprias dificuldades de ordem técnica e econômica. Por mais desejável que seja superar o petróleo como paradigma energético – dados os inúmeros problemas de ordem ambiental e climática dele decorrentes – o fato concreto é que se trata de um processo lento e gradual para ser empreendido em escala global, além de depender fortemente de regulação estatal.

As Tabelas 1 e 2 a seguir apresentam respectivamente os principais produtores e consumidores de petróleo em 2018. Apenas dez países concentram 71% do total produzido,

⁶⁹ Recursos energéticos em sua forma bruta, antes de processos de conversão ou transformação em derivados.

⁷⁰ Cf. O’Sullivan (2017).

com destaque para Estados Unidos, Arábia Saudita e Rússia. Quanto ao consumo, os americanos historicamente detêm o primeiro lugar, seguidos por China e Índia (BP, 2019).

Tabela 1: Dez principais países produtores de petróleo* em 2018
Tabela 2: Dez principais países consumidores de petróleo* em 2018
(milhões de barris por dia)

País	Produção	% do total	País	Consumo	% do total
Estados Unidos	15,31	16,2%	Estados Unidos	20,45	20,5%
Arábia Saudita	12,28	13,0%	China	13,52	13,5%
Rússia	11,43	12,1%	Índia	5,15	5,2%
Canadá	5,20	5,5%	Japão	3,85	3,9%
Irã	4,71	5,0%	Arábia Saudita	3,72	3,7%
Iraque	4,61	4,9%	Rússia	3,22	3,2%
Emirados Árabes	3,94	4,2%	Brasil	3,08	3,1%
China	3,79	4,0%	Coreia do Sul	2,79	2,8%
Kuwait	3,04	3,2%	Canadá	2,44	2,5%
Brasil	2,68	2,8%	Alemanha	2,32	2,3%

Fonte: Elaboração própria com dados da BP (2019).

(*) Dados totais incluem outros líquidos produzidos ou consumidos conjuntamente.

É válido destacar que a Arábia Saudita além ser um importante produtor é também grande consumidor de petróleo, sobretudo em termos *per capita*. À título de comparação, em volume absoluto o país consome mais óleo que o Brasil a despeito de ter uma população seis vezes menor. A Venezuela é outro produtor de relevo que historicamente figurava entre os dez maiores, porém tem enfrentado sucessivas rupturas de oferta em virtude da crise econômica e política. Apenas em 2018 a produção caiu 28% em relação ao ano anterior (BP, 2019).

Mais importante que a visão estática acima é observar como evoluiu a composição da produção de petróleo ao longo da última década. No período 2008-2018 a produção mundial cresceu 14% no acumulado e 1,3% ao ano, em média. A Figura 7 demonstra que a elevação da produção americana consquente da revolução do *shale* fez os Estados Unidos em curto período de tempo dobrar sua participação na oferta mundial (de 8% para 16%). Apesar da ligeira tendência de queda, o conjunto dos países da OPEP em parte conseguiu defender seu *market share* ao mantê-lo oscilando ao redor 43%, sendo que a Arábia Saudita manteve participação estável em torno de 13%. Portanto, a principal contrapartida da ascensão americana foi o declínio relativo de outros produtores não-OPEP⁷¹.

⁷¹ Principalmente Noruega, Reino Unido e México, que apresentaram queda da produção na última década.

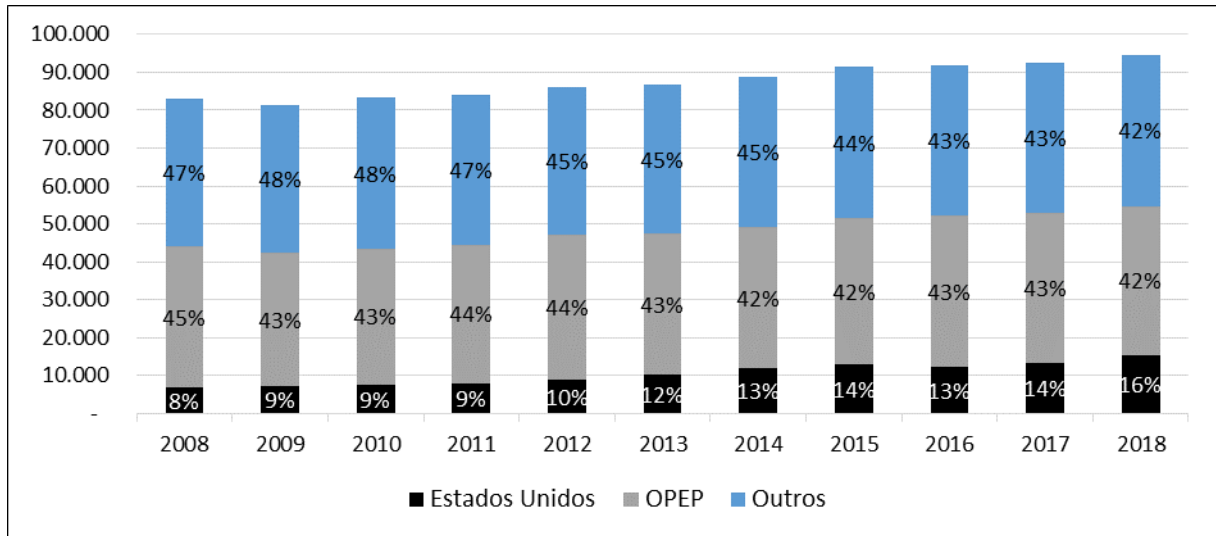


Figura 7: Produção mundial de petróleo* (mil barris/dia) e participação relativa de grupos (2008-2018)
 Fonte: Elaboração própria com dados da BP (2019). (*) Inclui líquidos de gás natural (LGN).

No que diz respeito aos Estados Unidos, o ano de 2018 marcou o recorde da produção de petróleo no país quando, após crescer expressivos 17% em relação a 2017, foram produzidos 10,96 milhões de barris por dia de óleo cru, superando a marca histórica de 9,64 mbd alcançada em 1970. Trata-se do maior aumento anual já registrado por um país individualmente⁷². No acumulado da última década a produção cresceu cerca de 130% (EIA, 2019).

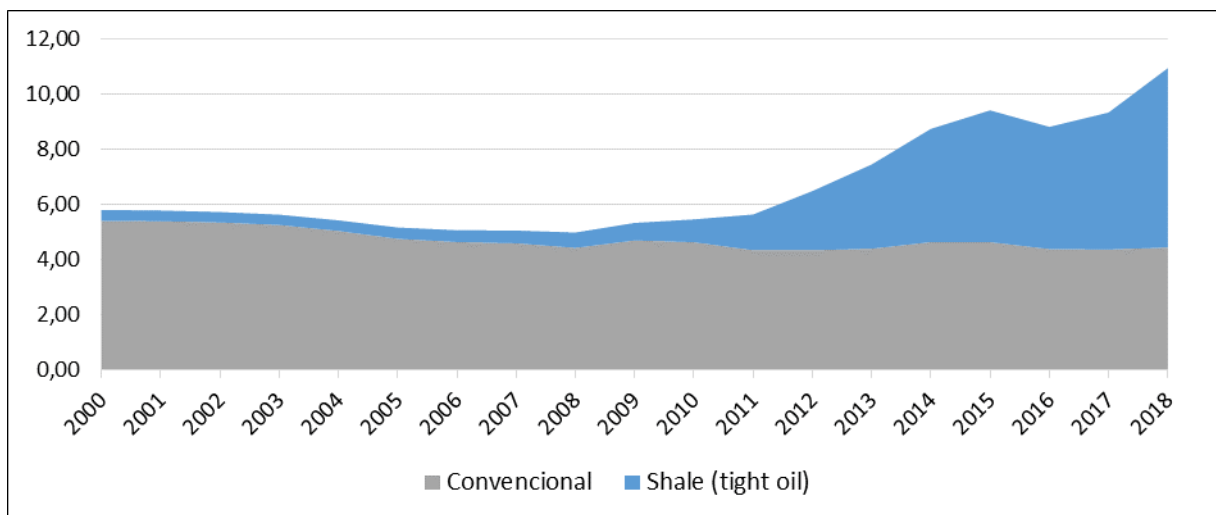


Figura 8: Produção de petróleo cru* (milhões de barris/dia) nos Estados Unidos por tipo (2000-2018)
 Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2019). (*) Exclui outros líquidos.

⁷² Superando incrementos na produção anual da Arábia Saudita em anos críticos, como 1973, 1986 e 1991 – e, o mais importante, criando nova capacidade, ao contrário dos sauditas que facilmente alteram o grau de utilização.

A Figura 8 acima mostra que o petróleo produzido a partir de métodos não convencionais é o responsável pela expansão da oferta americana. O chamado *tight oil* extraído de reservatórios *shale* já representa 59% do total produzido pela indústria, que tem demonstrado capacidade de adaptação ao nível mais baixo de preços pós-2014. Na verdade, o novo cenário de preços é resultado da própria mudança tecnológica e das proporções que ela alcançou.

No que concerne à demanda, a Figura 9 abaixo evidencia uma tendência importante que vem se consolidando no século XXI, qual seja, a maior contribuição dos países em desenvolvimento para o crescimento da demanda por petróleo em comparação aos países da OCDE. China e Índia são indiscutivelmente os principais responsáveis por esse fenômeno.

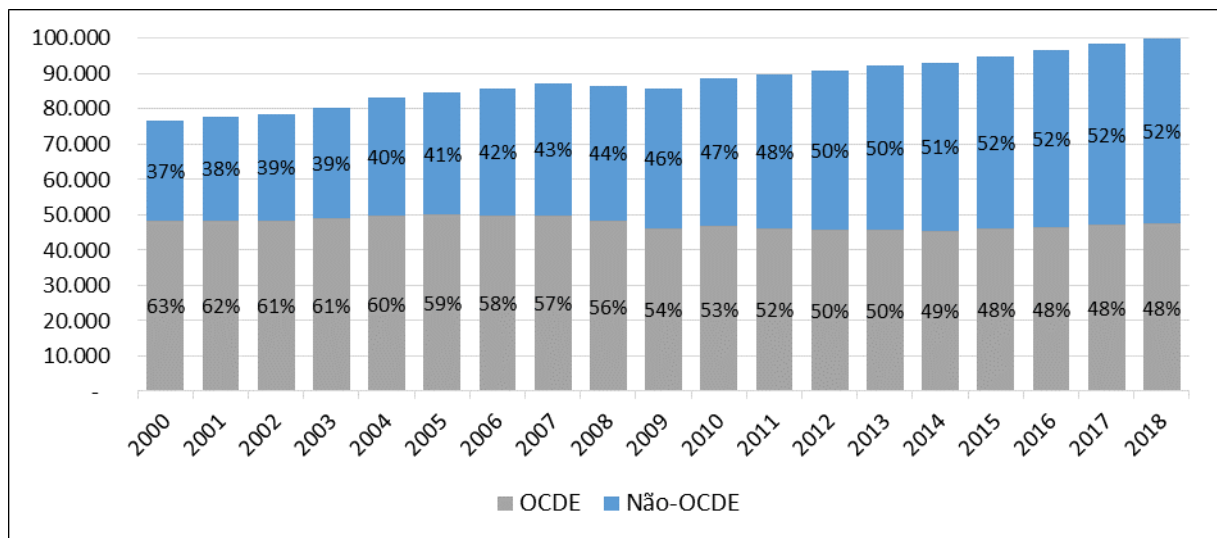


Figura 9: Consumo mundial de petróleo* (mil barris/dia) e participação relativa de grupos (2000-2018)
Fonte: Elaboração própria com dados da BP (2019). (*) Inclui líquidos de gás natural (LGN).

Para os países desenvolvidos (OCDE) o chamado pico de demanda do petróleo ocorreu em 2005, ano em que o consumo atingiu o patamar de 50 milhões de barris por dia para o grupo como um todo. Após uma década caindo em termos absolutos o consumo desses países voltou a crescer a partir de 2015, mas sem atingir a marca anterior. Por outro lado, a demanda de países que não fazem parte da OCDE cresceu em média 3,8% ao ano entre 2001 e 2013, porém nos últimos cinco anos (2014-2018) houve desaceleração para 2,4% (BP, 2019).

Quanto à composição da demanda, o setor de transporte é historicamente o mais importante consumidor de petróleo. As Figuras 10a e 10b fazem referência aos Estados Unidos, onde 69% do óleo demandado é utilizado como insumo para produção de derivados consumidos para fins de transporte. Dentro deste grupo, a gasolina responde por quase dois terços da

demanda, seguida por óleo diesel (22%) e querosene de aviação (12%). É válido ressaltar que o setor de transporte também utiliza (em menor escala, cerca de 10%) outros recursos energéticos como insumo, tais como biocombustíveis, gás natural e eletricidade (EIA, 2019).

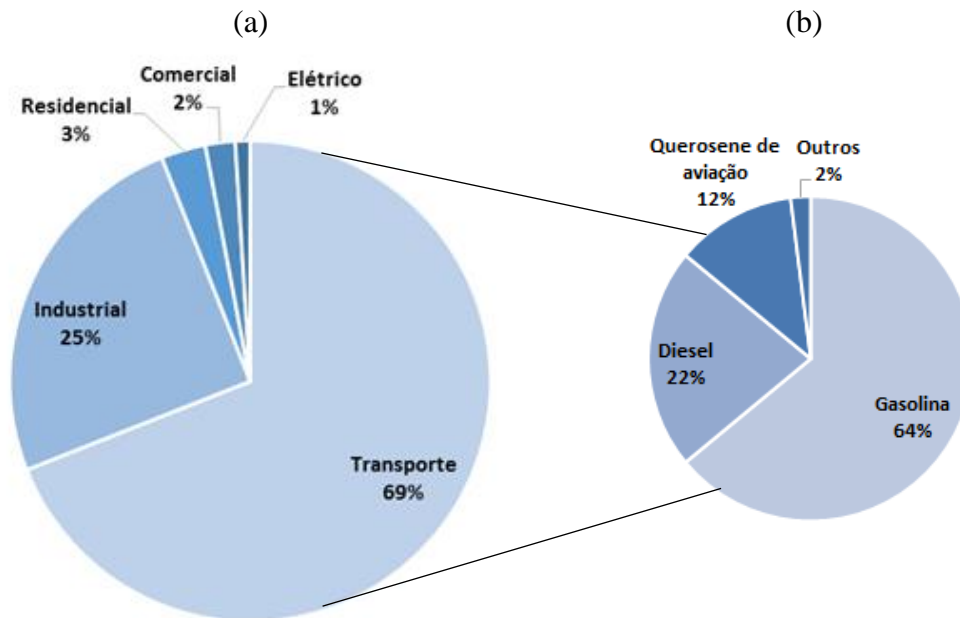


Figura 10 (a, b): Participação de setores e derivados do setor de transporte no consumo de petróleo nos Estados Unidos (2018)

Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2019).

Contudo, têm surgido iniciativas de cooperação internacional e novas regulamentações voltadas para o aumento da eficiência no uso derivados e redução de emissões de carbono que repercutem diretamente no setor de transporte. O Acordo Climático de Paris (2016) é um exemplo recente. Alguns países já têm diretrizes para abolição de motores à combustão interna nas próximas décadas. Nesse contexto de desaceleração do consumo de petróleo no setor de transportes, sobretudo em países desenvolvidos, a principal fonte de crescimento da demanda tem sido o setor industrial, particularmente a indústria petroquímica dos Estados Unidos e da China. Entre alguns usos é possível citar aplicações em produtos químicos em geral, fertilizantes, produtos sintéticos diversos, tintas, lubrificantes, etc. (IEA, 2018a).

Esperamos nesta breve seção ter contextualizado a inserção dos Estados Unidos no mercado energético mundial e destacado o papel central que ainda é desempenhado pelo petróleo. Cabe agora voltar a atenção especificamente para o caso americano buscando examinar como os avanços tecnológicos têm resultado em custos de produção mais baixos e tornado viáveis reservatórios de petróleo que até então eram considerados não comerciais. A

mudança técnica tem ocasionado transformações substanciais nos mercados de óleo e gás, sendo a redução duradoura do patamar de preços a mais notável.

4.3 Perfil da produção não convencional

4.3.1 Características gerais do fracking

Ao longo da década de 1970 houve nos Estados Unidos um gradual declínio da produção doméstica de petróleo, processo que se acentuou a partir de 1985 com o “contrachoque” de preços. Com o objetivo de reduzir a dependência externa de petróleo – dado que o embargo de 1973 havia gerado uma verdadeira crise de abastecimento – o governo americano instituiu em sua política energética programas voltados para prospecção de novas áreas de produção. De acordo com O’Sullivan (2017, cap. 1), entre as iniciativas constavam projetos financiados com recursos do orçamento público para avaliar as formações de *shale* em território americano e incentivos fiscais para o desenvolvimento de novas tecnologias de perfuração.

O *fracking*⁷³ já havia sido utilizado em pequena escala nos anos 1940 e outras tentativas mostraram-se não econômicas nas décadas de 1980 e 1990, dado o seu alto custo e o baixo nível de preços vigente naquelas décadas. O método tornou-se viável apenas nos anos 2000 ao ser combinado com inovações técnicas na perfuração horizontal, permitindo que um mesmo poço fosse explorado em múltiplos estágios, com longas perfurações laterais⁷⁴. O primeiro caso de sucesso foi a produção de *shale gas* na formação geológica de Barnett, no Texas, e não demorou para a aplicação da tecnologia em outros estados (AGUILERA, 2014; MCNALLY, 2017).

De fato, a revolução do petróleo não convencional foi uma extensão do uso das técnicas empregadas inicialmente em reservatórios de gás natural de 2004 em diante. O forte crescimento da produção de gás que ficou evidente a partir de 2008 sinalizou que aquela tecnologia poderia ser viável também em reservatórios petrolíferos. Segundo Maugeri (2013), o fenômeno foi favorecido pela localização das formações de *shale* em áreas de baixa densidade

⁷³ “Fracking involves pumping large amounts of water and sand, plus some chemical additives, into a well at high pressure to fracture a low permeability rock formation and thus enable flow of oil up the well” (AGUILERA; RADETZKI, 2016, p. 82).

⁷⁴ Outros avanços ocorreram no sentido de aprimorar a injeção de fluidos para liberação dos recursos, além do desenvolvimento da sísmica 3D que permitiu melhor avaliação das formações geológicas (O’SULLIVAN, 2017).

populacional, pela própria experiência prévia da indústria americana e sua integração vertical, além da ampla disponibilidade de sondas de perfuração e financiamento para investimentos.

Na visão de Aguilera e Radetzki (2014) a capacidade ociosa e a maior disponibilidade de mão-de-obra predominantes na economia americana nos anos pós-crise financeira também contribuíram para a rápida expansão da produção de petróleo e gás. Essa observação, contudo, não pode estar desconectada da vasta demanda disponível para ser atendida preferencialmente por fontes domésticas, já que é objetivo explícito da política energética americana favorecer a oferta interna em detrimento à externa. Em outras palavras, estabeleceu-se uma tendência de substituição de importações resultante de uma combinação de fatores: mudança técnica (inovação), circunstâncias macroeconômicas (juros e salários baixos), regulação ambiental frouxa e sustentação política. Os efeitos sobre o comércio exterior são tratados no Capítulo 5.

Atualmente, o termo *fracking* tem sido utilizado para se referir à aplicação conjunta dos métodos de fratura hidráulica e perfuração horizontal, nomenclatura que adotaremos na sequência do texto. É comum ainda a identificação tanto do petróleo como do gás produzidos a partir do *shale* como sendo “não convencionais”. Na verdade, do ponto de vista da estrutura molecular os produtos são iguais aos considerados “convencionais”. Essa classificação é apropriada para diferenciar o tipo de reservatório no qual os hidrocarbonetos se encontram e, conseqüentemente, o tipo de método necessário para extraí-los⁷⁵.

Assim, todo petróleo oriundo do *shale* é “não convencional”, porém essa categoria é mais ampla que o *shale*. Por exemplo, o óleo ultra pesado da região do Orinoco na Venezuela e o óleo das areias betuminosas em Alberta no Canadá também se enquadram nessa categoria, pois exigem métodos de extração diferentes dos tradicionais. A Figura 11 abaixo classifica os principais combustíveis líquidos produzidos⁷⁶.

⁷⁵ Ver Deutch (2014, p. 15).

⁷⁶ A Agência Internacional de Energia (IEA) e os relatórios da empresa BP incluem os líquidos de gás natural na definição de “produção de petróleo”, enquanto em suas estatísticas a agência americana *Energy Information Administration* (EIA) separa a produção de óleo cru de outros líquidos, mesmo se tratando de subprodutos do petróleo cuja produção é conjunta. O gás natural liquefeito (GNL) é um produto distinto.

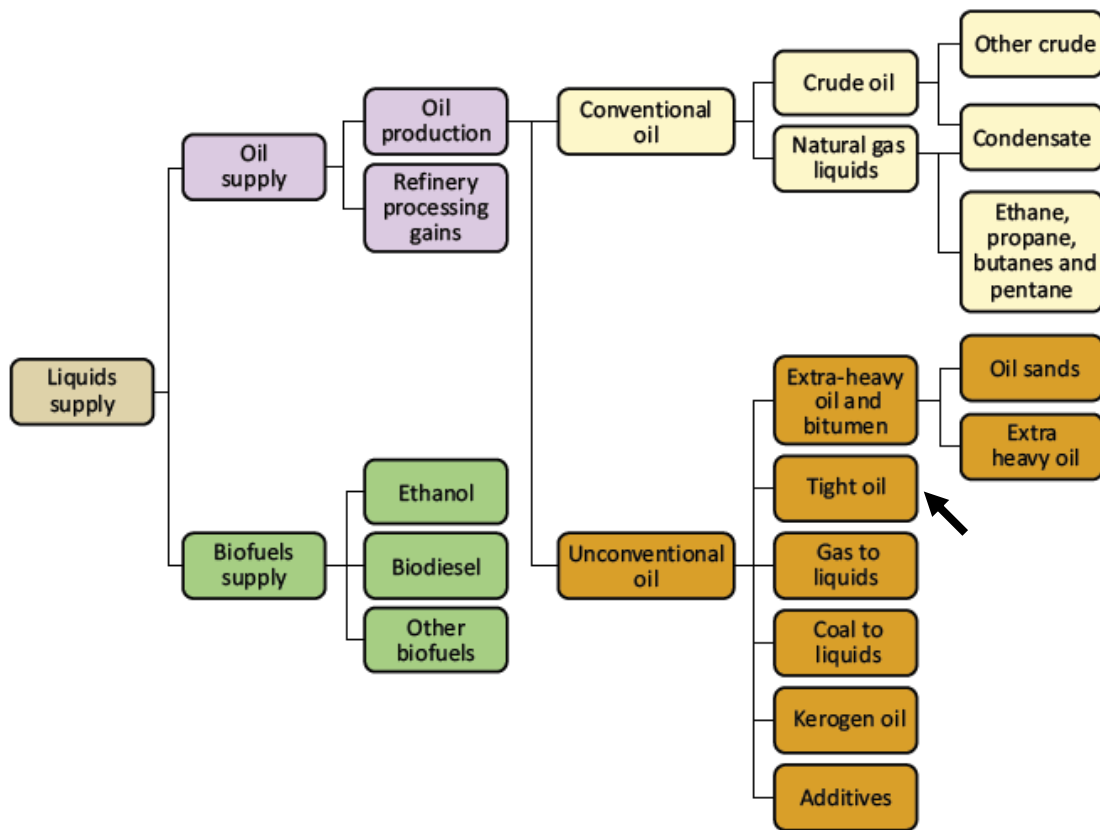


Figura 11: Classificação dos combustíveis líquidos
 Fonte: *World Energy Outlook* (IEA, 2018b, p. 623).

A seta acima identifica o petróleo do *shale* objeto da nossa investigação, que pode ser denominado de diferentes formas: *light tight oil* (LTO), *tight oil* ou simplesmente *shale oil*. Os três termos são intercambiáveis e referem-se à mesma coisa, isto é, ao óleo “preso” em reservatórios rochosos de baixa porosidade que é extraído por meio do processo de *fracking*.

4.3.2 Investimentos e mudança tecnológica

Para discutir a tendência estrutural dos preços de produção é fundamental analisar as características dos *novos* investimentos do setor em questão, isto é, qual a tecnologia que está sendo ativada para atender a demanda efetiva. Assim, o preço de produção relevante para o processo de gravitação dos preços de mercado é aquele resultante da técnica minimizadora de custos totais, levando em consideração a distribuição de renda e os demais preços relativos da economia. Conforme discutido no capítulo anterior, por razões diversas os produtores de menor custo da OPEP restringem artificialmente sua capacidade (e, no caso da Arábia Saudita, o seu

grau de utilização desta) e não se dispõem a suprir toda a demanda efetiva, optando por deixar o preço acima do patamar competitivo para auferir rendas. Assim, torna-se necessária a ativação de outras tecnologias para atender o mercado.

Nesse contexto, há elementos importantes apontando que na última década os investimentos no *shale* passaram a ser o capital regulador dos preços do petróleo, seja por sua crescente participação no investimento total do setor ou ainda pela rapidez com que a nova capacidade produtiva baseada na tecnologia *fracking* vem sendo criada *vis-à-vis* outros métodos disponíveis no mercado. Esse processo sofre influência decisiva da política energética americana, que na retórica da “segurança do abastecimento” garante acesso privilegiado a um amplo mercado interno (o maior do mundo) que funciona como acelerador dos investimentos, sem descartar as rentáveis possibilidades abertas para exportação de petróleo e derivados.

Primeiramente cabe destacar que os Estados Unidos é o país líder na criação de capacidade produtiva para o setor de petróleo e gás com cerca de US\$ 175 bilhões de investimento anual, segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2019) para o ano de 2018. A cifra é três vezes maior que o montante investido nesse setor pela China que, em contrapartida, é líder no total de investimentos em energia (considerando todas as fontes), com destaque para geração elétrica via renováveis.

Adicionalmente, a Figura 12 revela que na década de 2010 a participação dos investimentos em reservatórios *shale* para produção de petróleo e gás aumentou seis vezes em relação à década anterior (anos 2000) e já representa um quarto do investimento global do setor.

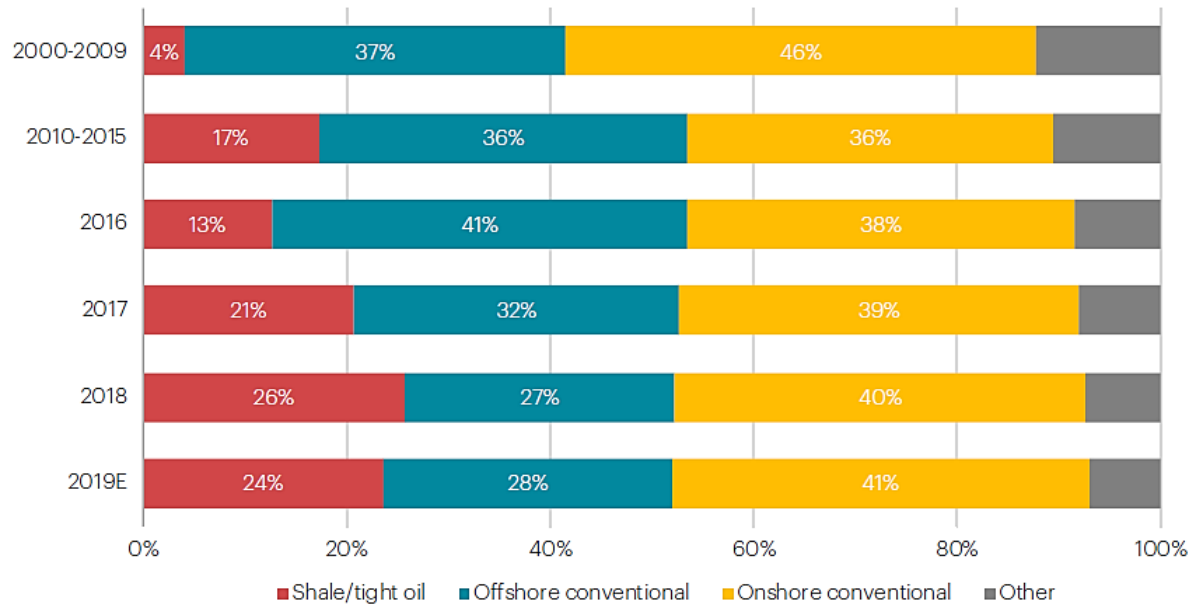


Figura 12: Participação no investimento total (mundo) em exploração e produção (*upstream*) de petróleo e gás por tipo de ativo – períodos selecionados
 Fonte: *World Energy Investment* (IEA, 2019, p. 85).

Outro fator importante tem sido a crescente participação das empresas de grande porte na atividade não convencional. Segundo a IEA (2019), em 2018 o peso dos investimentos em exploração e produção em reservatórios *shale* no orçamento das *majors* mais que dobrou em relação ao ano de 2016, alcançando cerca de 20% dos investimentos totais. ExxonMobil e Chevron foram as que mais aumentaram sua participação na atividade atuando na Bacia do Permiano (Texas), atualmente a principal fonte de crescimento da produção de *tight oil*. Shell e BP também aceleraram seus investimentos (IHS, 2019a).

A presença de empresas de grande porte reforça a rápida capacidade de variação da oferta predominante na atividade, já que por serem verticalmente integradas e possuírem maior grau de diversificação produtiva as *majors* tendem a ser menos afetadas por movimentos de curto prazo em que os preços de mercado caem abaixo do preço piso de produção.

Essa tendência à entrada de novos capitais sinaliza duas coisas: 1) que o setor do *shale* continua lucrativo, inclusive com a possibilidade de obtenção de rendas diferenciais; e 2) que há demanda efetiva para ser atendida – ainda que rivais de custo mais alto percam mercado.

A pressão concorrencial do *shale* tem gerado impactos também na atividade convencional na medida em que as empresas se viram obrigadas a reduzir seus custos e a encurtar o ciclo dos projetos, tradicionalmente de prazo mais longo. Desde a queda estrutural dos preços o desenvolvimento de megaprojetos tem sido menos comum. Imobilizar uma

quantidade monumental de capital em um ambiente de concorrência crescente e de dúvidas quanto ao crescimento futuro da demanda por petróleo tem se mostrado uma estratégia arriscada. Segundo a IEA (2019), projetos convencionais *offshore* que até 2014 demandavam tempo de 4 a 6 anos entre a decisão final de investimento e o início da produção comercial, atualmente levam em média 3 anos, tempo similar aos projetos *onshore* da mesma categoria.

Tomando como referência projetos em águas profundas no Golfo do México, o investimento inicial para perfurar e completar um poço varia entre US\$ 120 e US\$ 230 milhões, a depender da profundidade e do tipo de formação geológica (EIA, 2016). É evidente que tais projetos exploram reservatórios cujo volume de óleo recuperável é substancialmente superior se comparados ao *shale*, ou seja, a produtividade por poço é muito maior. Em contrapartida, como o ciclo de vida do projeto convencional é inevitavelmente mais longo, aumenta o *risk and trouble* decorrente de despesas contingentes, questões ambientais, logística, segurança, etc.

Em termos comparativos, uma vez mapeada a bacia geológica, poços em terra para produção a partir do *shale* são perfurados e completados em questão de semanas. De acordo com um estudo da EIA (2016), as principais despesas de capital nesse tipo de projeto são referentes ao processo de perfuração (31%), completação⁷⁷ (63%) e instalações (6%). Dados de 2014 indicam que tais investimentos variam na faixa de US\$ 4,9 a US\$ 8,3 milhões por poço, a depender das características do reservatório. Portanto, a produção não convencional é pautada na alta densidade de perfuração, isto é, muitos poços operando ao mesmo tempo.

Em síntese, o efeito combinado do curto ciclo de vida dos projetos *shale* com a tendência de redução do horizonte temporal dos projetos convencionais tem resultado em um processo mais rápido de ajustamento da capacidade produtiva à demanda efetiva, tornando os desvios dos preços de mercado em relação aos preços de produção menos prolongados. Em outras palavras, *tem aumentado a persistência dos preços de mercado em torno do preço piso*.

Um indicador normalmente utilizado no setor de óleo e gás para identificar os novos investimentos é a contagem de sondas de perfuração em operação. Embora seja útil para saber onde e quando nova capacidade produtiva está sendo criada, esse indicador é insuficiente para conhecer *quanta* capacidade é adicionada, os custos, tampouco o nível de produção. Mesmo assim, ao analisar dados dos Estados Unidos (Figura 13) é possível identificar duas tendências importantes quando a contagem é comparada com o preço do petróleo.

⁷⁷ Todo o processo necessário para colocar o poço em operação após a perfuração e cimentação. Inclui a instalação de revestimentos e equipamentos para injeção de aditivos e bombeamento de óleo/resíduos (EIA, 2016, p. 7).

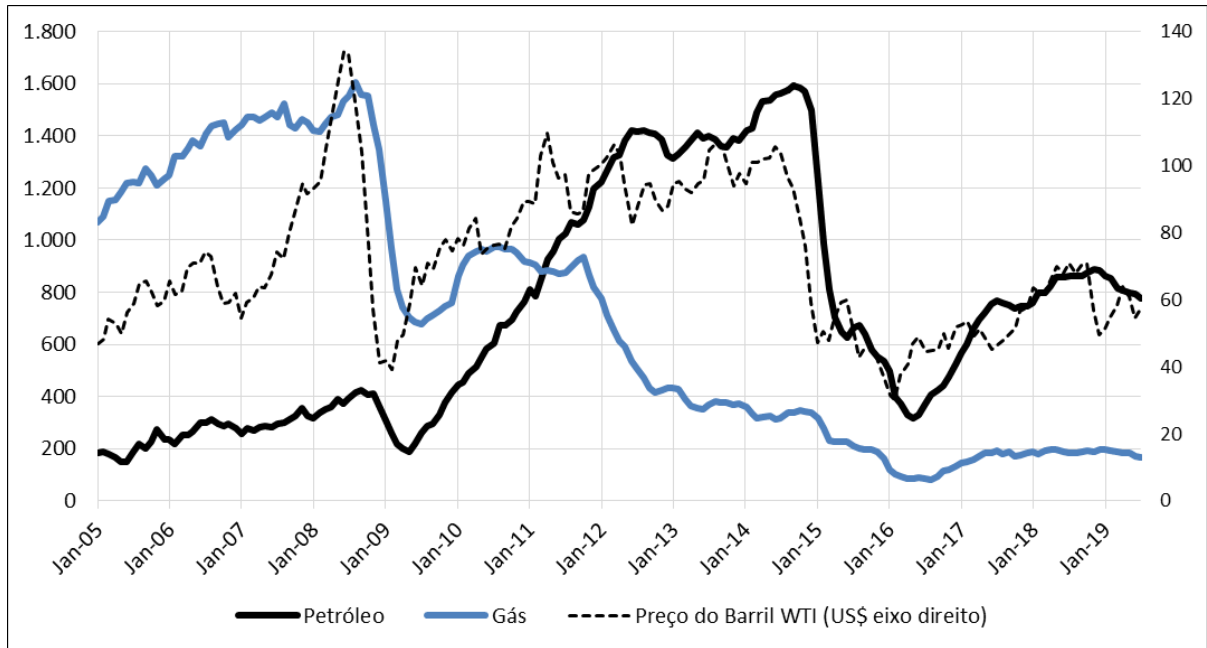


Figura 13: Número de sondas de perfuração (petróleo e gás natural) em operação nos Estados Unidos e preço do barril de petróleo WTI (janeiro de 2005 a julho de 2019)
 Fonte: Elaboração própria com dados da Baker Hughes (2019) e EIA (2019).

A primeira constatação é a forte correlação direta entre a atividade de perfuração medida pelo número de sondas e o preço de mercado do barril WTI. Em geral, nos últimos quinze anos os investimentos em perfuração de novos poços tanto de petróleo como de gás responderam a variações de curto prazo nos preços com defasagem de poucos meses. Em segundo lugar, a Figura 13 acima mostra que o *boom* de investimentos em gás natural ocorreu até a crise financeira de 2008. Após queda abrupta, a segunda metade de 2009 marca o início do ciclo de crescimento vertiginoso da perfuração de poços de petróleo, que em 2011 ultrapassa o número de sondas na atividade do gás, que desde então caiu até estagnar.

O ano de 2009 também consolidou a tendência de utilização intensiva de sondas de perfuração horizontal, que passou a superar o número de equipamentos de perfuração vertical. Desde 2016, mais de 80% das sondas em operação (petróleo e gás conjuntamente) utilizam o método não convencional, indicando que de fato o *fracking* passou a ser a tecnologia dominante dos novos investimentos em território americano⁷⁸ (BAKER HUGHES, 2019).

Por fim, é importante clarificar que apesar da diminuição do número absoluto de sondas nos anos recentes (2015-2018) em relação ao período 2011-2014 o nível de produção tanto de petróleo como de gás continuou crescendo. Como a contagem só indica a quantidade de *novos*

⁷⁸ Atualmente (2019) a atividade de perfuração nos Estados Unidos corresponde a 45% do total de sondas em operação no mundo no setor de óleo e gás, percentual que até 2014 foi superior a 50% (BAKER HUGHES, 2019).

poços perfurados, obviamente a produção seguiu trajetória ascendente seja por poços já perfurados ou mesmo novos (cujo número apesar de menor, ainda é alto). Além disso, estudos apontam que aprimoramentos técnicos têm logrado sucesso em diminuir custos e aumentar a produtividade por poço, tal como documentado em Curtis (2016, 2017) e EIA (2016).

4.3.3 Custos de produção e preços

A queda estrutural dos preços de mercado no final de 2014 manifestou a emergência de um novo preço piso de produção condicionado pela entrada dos novos concorrentes operadores da tecnologia não convencional. Essa mudança por um lado reduziu as rendas dos países produtores de baixo custo e, por outro, comprimiu os lucros extraordinários dos próprios produtores americanos (expressos em rendas diferenciais), já que no período anterior (sobretudo 2011-2014) os preços de mercado estavam regulados pelo preço de produção de alta demanda e o barril era vendido em média a US\$ 100 – nível superior aos custos do *shale*⁷⁹.

Dada a elevada variabilidade de custos⁸⁰ entre os produtores do *shale*, a nova realidade de preços tornou a permanência de parcela importante das empresas na atividade condicionada ao aumento da produtividade, isto é, à redução do custo médio unitário. Nos últimos cinco anos aprimoramentos técnicos têm sido responsáveis não apenas por manter os capitalistas já instalados operando lucrativamente, mas por tornar investimentos em áreas que anteriormente requeriam preços mais altos (“terras” relativamente piores) viáveis ao novo preço piso. O resultado desse processo foi o contínuo crescimento da produção em território americano.

O progresso técnico manifesta-se diretamente em custos físicos de produção mais baixos e em parte resulta de um processo de aprendizado (*learning-by-doing*) peculiar da indústria de óleo e gás. A acumulação de conhecimento geológico/geofísico permite que poços sejam perfurados cada vez mais próximos aos chamados *sweet spots*, ou seja, aquelas partes do reservatório onde há maior concentração de óleo – favorecendo a sua extração e aumentando o volume total recuperável. De acordo com Curtis (2017), uma das mais importantes fontes de redução de custos tem sido o aprimoramento do próprio processo de fratura hidráulica mediante

⁷⁹ Segundo Kleinberg et al. (2018), até 2014 o preço de produção (*breakeven*) do *shale* variava entre US\$ 60-90.

⁸⁰ Em função de fatores geológicos, geográficos e da própria qualidade do óleo (ver Kleinberg et al., 2018).

o aumento da quantidade e da pressão dos propantes⁸¹ e água injetados no interior do poço, possibilitando a elevação da taxa de recuperação ao “liberar” mais óleo preso na rocha.

O estudo da EIA (2016, p. 13) destaca também os seguintes fatores: maior extensão das perfurações laterais (alcançando em média 2km), aumento do número de estágios (camadas) que o reservatório é fraturado, melhor direcionamento das fraturas, mais agilidade nas operações, entre outros. Todos esses elementos além de aumentarem a produtividade por poço, tendem a diminuir a taxa de perfuração, ou seja, o ritmo que novos poços precisam ser perfurados para manter ou expandir a produção, conseqüentemente reduzindo os custos totais.

A Figura 14 abaixo mostra que, ano após ano, a velocidade de extração (produção em poços já perfurados e completados) tem aumentado ao passo que se encurta a vida útil de cada poço. A referência é a bacia do Permiano, a principal área produtora de *tight oil*.

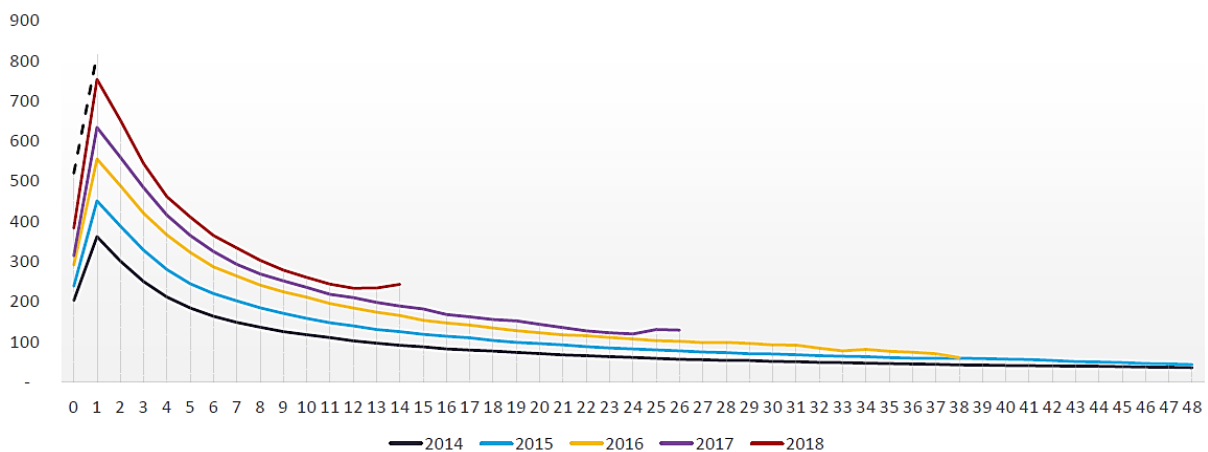


Figura 14: Produtividade média por poço na Bacia do Permiano (quantidade de barris por dia ao longo dos meses de produção) em anos selecionados (2014-2018)

Fonte: Curtis (2019, p. 42) com dados da *DrillingInfo*.

Acima percebe-se que o curto ciclo de um projeto *shale* é caracterizado pelo pico de produção no primeiro mês seguido por queda de até 70% da produção diária ao término do primeiro ano⁸². A continuidade da produção nos meses subsequentes depende da avaliação capitalista sobre em que medida é mais viável utilizar técnicas de recuperação secundária (*refracturing*, por exemplo, que literalmente consiste em repetir o processo de fratura para estimular a produção no reservatório) ou partir para perfuração de novos poços. Para entender melhor a dinâmica da oferta, passemos a analisar os custos de produção nos últimos anos.

⁸¹ Similar à areia, trata-se de um material granular utilizado para sustentar a fratura e manter o fluxo no interior do poço (DICIONÁRIO DO PETRÓLEO, 2019).

⁸² Reservatórios convencionais apresentam taxa média de declínio anual de 6% (KLEINBERG et al., 2018).

O conceito teórico de preço de produção (ou preço natural) discutido ao longo desta tese é equivalente à terminologia de preço *breakeven* frequentemente utilizada no setor de petróleo. Das definições pesquisadas, a mais simples e precisa é colocada por Plante e Patel (2019): o preço necessário para perfurar lucrativamente um novo poço. Na linguagem mais “empresarial”, significa o preço de venda que a combinado com os custos totais ao longo da vida útil do projeto gera um valor presente líquido igual a zero, ou seja, lucro normal.

Ter em mente essa definição é duplamente importante. Primeiro, porque na interpretação que estamos sustentando, o preço piso de produção que passou a regular as cotações de mercado do barril de petróleo é exatamente o *breakeven* médio do *shale*. Segundo, ela permite investigar se lucros extraordinários sob a forma de rendas estão sendo auferidos por um produtor ou grupo de produtores – situação que ocorre quando o preço de mercado fica por período prolongado acima do ponto de *breakeven*, seja por condições de alta demanda ou por assimetria competitiva decorrente de técnica ou reservatório de qualidade superior.

Quadro 2: Custos totais para produção de petróleo por categoria – ciclo completo

Categoria	Fase	Principais custos	Natureza
Despesa de capital (<i>capex</i>)	Exploração	Acesso à terra (arrendamento, aquisição) Estudos geológicos e prospecção geofísica (sísmica) Estudos socioambientais e de viabilidade econômica Delineamento do reservatório	Fixo (<i>finding costs</i>)
	Desenvolvimento	Engenharia Estradas e infraestrutura básica Dutos para escoamento da produção Aluguel de sondas Construção de poços (perfuração e cimentação) Completação (revesti mento e equipamentos) Equipamentos para recuperação secundária e terciária Descomissionamento (vedação e abandono dos poços) Recuperação da área	Fixo (<i>development</i>)
Despesa operacional (<i>opex</i>)	Produção	Mão-de-obra Reparos e manutenção Insumos (combustíveis, produtos químicos, água, energia) Processos de recuperação secundária e terciária <i>Royalties</i> e impostos Transporte ao mercado Descarte de resíduos Despesas gerais e administrativas	Variável (<i>lifting costs</i>)

Fonte: Elaboração própria com base em Kleinberg et al. (2018) e EIA (2016).

O Quadro 2 acima apresenta um resumo das principais categorias de custo de acordo com as três fases do processo produtivo: exploração, desenvolvimento e produção. Trata-se do ciclo completo com todos os custos para o desenvolvimento de um campo petrolífero do zero. Alguns estudos, como Kleinberg et al. (2018), enfatizam que decisões de investimento podem ser tomadas em função do *breakeven* de meio ciclo, quando um campo já foi descoberto e a infraestrutura básica já está instalada, ou seja, os custos de exploração e a primeira parte dos custos de desenvolvimento já ocorreram. A decisão seria apenas sobre a ampliação do número de poços naquele campo sem efeito sobre parte dos custos fixos já incorridos anteriormente⁸³.

Do ponto de vista da tendência do preço de produção em longo período só faz sentido analisar a dinâmica dos custos no contexto do ciclo completo, pois em última instância a criação da capacidade produtiva necessária para atender a demanda efetiva implica no desenvolvimento de novos campos, sobretudo ao considerar que o ciclo completo da produção não convencional é mais curto que o da convencional, já que a exploração do *shale* é uma atividade predominantemente extensiva em terra. O *breakeven* de meio ciclo faz mais sentido quando a produção é prevista para se estender por décadas, então a decisão de investimento levará em consideração se é viável aumentar a margem intensiva de produção ou explorar outra área.

Apesar da vasta disponibilidade de dados acerca do setor de óleo e gás, informações detalhadas sobre os custos de produção são restritas a base de dados pagas, sendo a *DrillingInfo* e a *IHS* os principais prestadores desse tipo de serviço. Em virtude da restrição de acesso, pesquisamos as informações mais recentes de domínio público sobre os custos nas principais bacias produtoras de *tight oil* nos Estados Unidos. Os dados normalmente são apresentados sob a forma de preços *breakeven* que, conforme discutido, consistem no preço de produção compreendendo o custo total médio, a renda absoluta privada (*royalty*) e o lucro normal.

O departamento de pesquisa do *Federal Reserve* (Fed) de Dallas tem realizado levantamentos sistemáticos⁸⁴ sobre o setor de óleo e gás por meio de coleta primária de dados com empresas que atuam ou têm sede no Texas, Novo México e Louisiana. Em pesquisa cujos dados foram coletados em março de 2019, executivos de empresas de exploração e produção de petróleo responderam à seguinte pergunta: nas duas principais áreas em que sua firma está ativa, qual o preço do petróleo WTI necessário para perfurar lucrativamente um novo poço? (Tradução livre). A Figura 15 apresenta os resultados.

⁸³ Em certa medida, a segunda parte dos custos de desenvolvimento tem um caráter variável, pois dependerá da quantidade de poços perfurados. Uma vez concluída essa fase, apenas o custo de extração tem natureza variável.

⁸⁴ *Dallas Fed Energy Survey*. Disponível em: <https://www.dallasfed.org/research/surveys/des> (acesso ago. 2019).

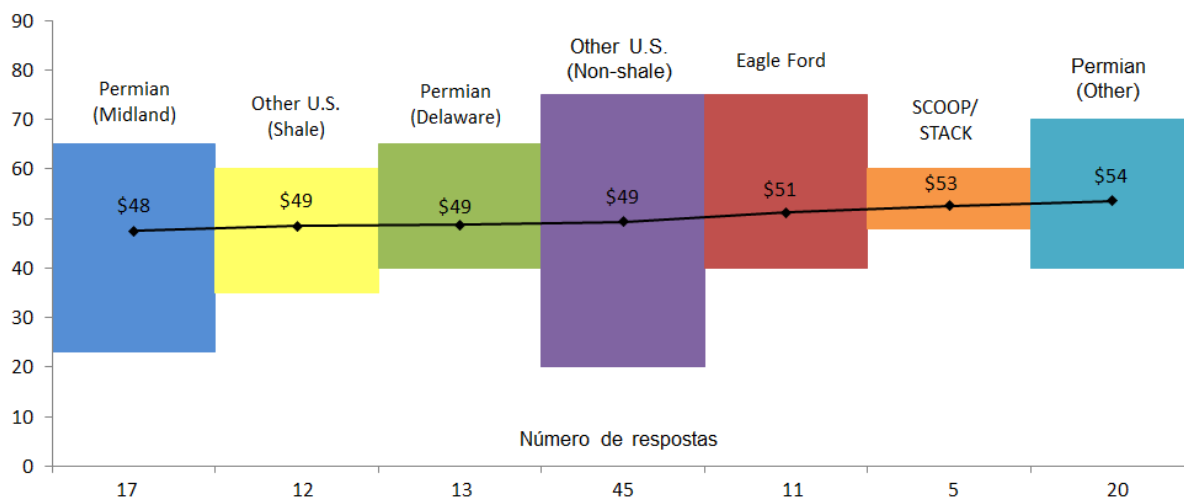


Figura 15: Preço *breakeven* (US\$ barril) e faixas de variação em diferentes regiões produtoras (2019)
 Fonte: *Dallas Fed Energy Survey* (DALLAS FED, 2019).

De acordo com a pesquisa, o preço de produção médio varia entre 48 e 54 dólares por barril a depender da região produtora. Nota-se que em determinadas áreas o *shale oil* já pode ser produzido a custos tão baixos quanto as melhores áreas da produção convencional. O custo médio na Bacia do Permiano, principal fonte de crescimento da produção, é de 50 dólares incluindo o lucro normal (por definição).

O Fed de Kansas City realiza pesquisa semelhante sobre o preço de produção com a vantagem de a amostra iniciar em 2014. A série temporal da Figura 16 mostra que em poucos anos o *breakeven* médio caiu do patamar de 70 dólares para a faixa dos 50, onde tem permanecido desde então⁸⁵. Percebe-se, ainda, que a despeito de oscilações mais acentuadas no curto prazo, entre 2014-2019 o preço de mercado *spot* flutuou a maior parte do tempo entre 40 e 60 dólares e, na média, convergiu para o preço de produção levantado pelo *Federal Reserve*.

⁸⁵ Os dados levantados pelo Fed são consistentes com os apresentados na literatura especializada, como Aguilera (2014) e Kleinberg et al. (2018), e com as tendências apontadas nesses estudos.

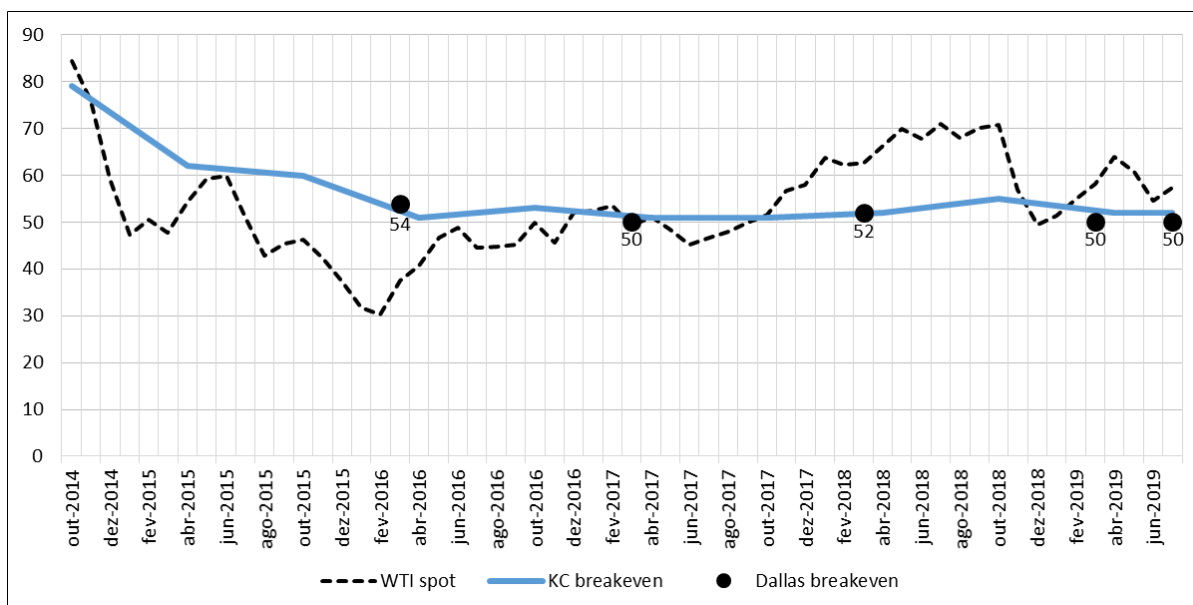


Figura 16: Preço de produção (*breakeven*) médio nos Estados Unidos levantado pelo *Federal Reserve* de Kansas City e Dallas e preço *spot* do barril tipo WTI (US\$) – outubro de 2014 a julho de 2019
 Fonte: Elaboração própria com dados de KC FED (2019), DALLAS FED (2019) e EIA (2019).

Apesar de os dados acima não serem exclusivos de regiões produtoras de *tight oil* sabe-se que são as bacias não convencionais que vêm impulsionando a oferta americana e inclusive gerando pressões concorrenciais para redução dos custos de produção em áreas que aplicam tecnologia convencional. A IHS (2019b) calcula um índice para os custos de capital das atividades de exploração e produção de petróleo e gás, incluindo equipamentos, instalações, materiais e mão-de-obra para projetos tanto em terra quanto no mar. Trata-se de uma espécie de índice de inflação de custos para a indústria. A Figura 17 abaixo apresenta a evolução histórica do índice para projetos no mundo e específicos na América do Norte⁸⁶.

⁸⁶ O índice global é construído com base em um portfólio geograficamente diversificado de 28 projetos, enquanto o índice para a América do Norte focaliza os custos de capital de projetos convencionais e não convencionais em terra e em águas profundas no Golfo do México (IHS, 2019b).

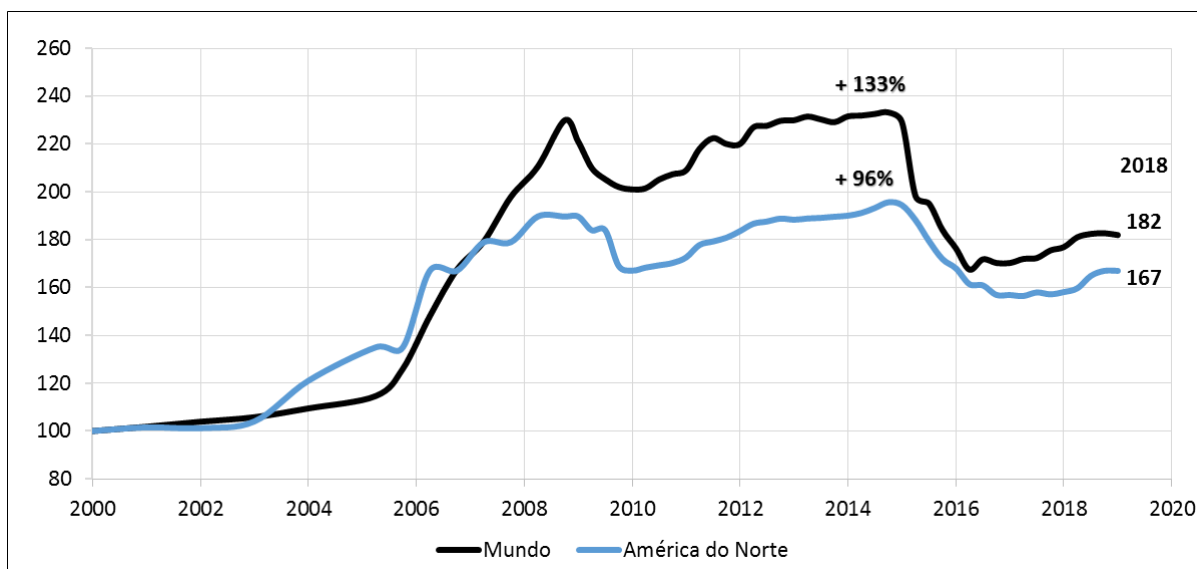


Figura 17: Índice dos custos de capital do segmento *upstream* em projetos de óleo e gás no Mundo e na América do Norte no período 2000-2018 (2000 = 100)

Fonte: Elaboração própria com dados da IHS (2019b).

Comparativamente, no acumulado de 2000 até o pico em 2014 os custos de produção ao redor do mundo cresceram 133%, portanto mais que os 96% registrados na América do Norte. É importante lembrar que como petróleo e gás são bens básicos o aumento dos seus preços relativos impacta diretamente os custos dos insumos e materiais utilizados em sua própria produção, gerando retroalimentação. Serrano (2013) discute aspectos que explicam a diferente intensidade de aumento nos custos retratada acima, apontando que durante os anos 2000 o custo de produção de *commodities* foi particularmente impactado pelo aumento da renda absoluta estatal ocasionado pelo recrudescimento do “nacionalismo de recursos naturais⁸⁷” e também pelo ciclo de desvalorização do dólar frente a outras moedas, que resultou em maiores custos salariais em dólar nos países periféricos produtores de *commodities*.

A combinação dos efeitos acima com a persistência de baixas taxas de juros nos Estados Unidos e a própria revolução tecnológica do *shale* contribuíram para que a inflação dos custos de capital na América do Norte fosse menor relativamente ao resto do mundo. Por outro lado, tanto a pressão concorrencial da oferta não convencional como a própria queda dos preços da maioria das *commodities* em 2014 condicionaram a importante redução dos custos (de insumos/materiais) em áreas de produção convencional de petróleo, favorecendo a tendência de os preços de mercado gravitarem em torno de um preço piso persistentemente mais baixo.

⁸⁷ Sobre o assunto ver Medeiros (2012).

Para finalizar este capítulo apresentamos abaixo (Figura 18) a evolução do preço de mercado *spot* do petróleo tipo WTI nas últimas duas décadas e a sua direção tendencial captada por uma média móvel de 60 meses (5 anos).

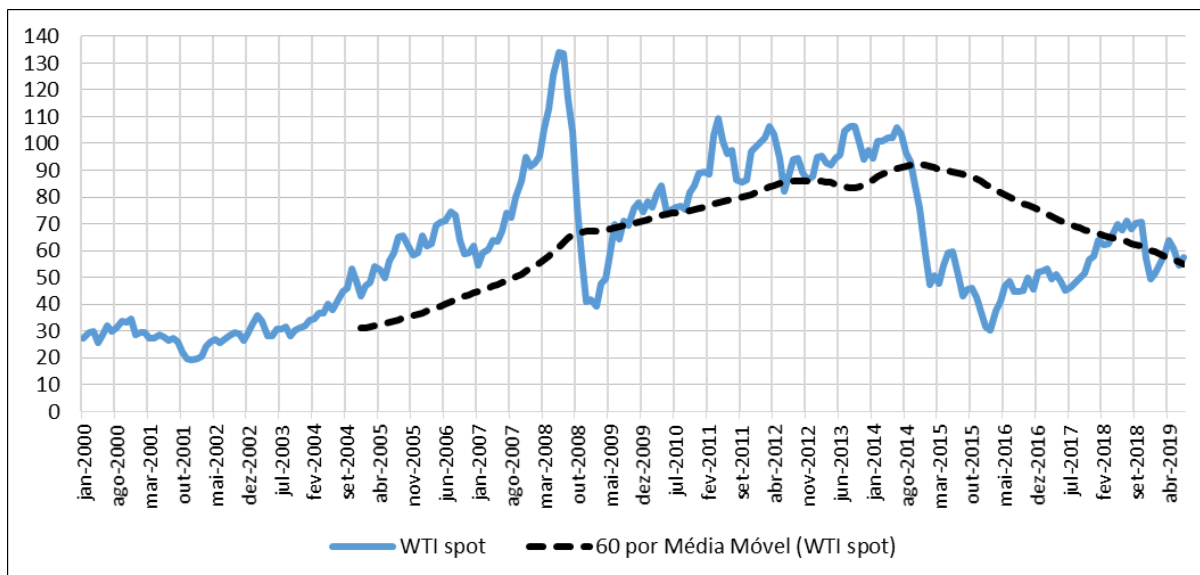


Figura 18: Preço do barril de petróleo WTI (US\$) e média móvel (janeiro de 2000 a julho de 2019)
Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2019).

Ao fornecer a tendência de caráter mais persistente do preço de mercado, a linha tracejada é uma aproximação do preço de produção médio necessário para atender a demanda efetiva, abstraindo oscilações de curto prazo. Nota-se que o ano de 2015 marca a virada da direção tendencial dos preços, ao nosso ver causada pela consolidação do *fracking* como tecnologia dominante, isto é, o capital regulador dos preços de produção. Nos últimos cinco anos da série o preço de mercado oscilou ao redor de US\$ 55, nível consistente com o *breakeven* obtido pelo levantamento do *Federal Reserve* no mesmo período – confirmando que em prazos mais longos são os fatores estruturais do preço de produção que regulam os preços de mercado.

CAPÍTULO 5 – OUTROS CONDICIONANTES DA REVOLUÇÃO DO SHALE E SUAS CONSEQUÊNCIAS PARA A ECONOMIA AMERICANA

A política energética dos Estados Unidos compreende um conjunto de leis e regulamentos que define as diretrizes gerais voltadas para segurança do abastecimento, conservação e diversificação de recursos energéticos e desenvolvimento tecnológico. Em 1975, sob efeito do embargo árabe que havia quadruplicado os preços do petróleo dois anos antes, o governo americano estabeleceu o *Energy Policy and Conservation Act* visando a diminuição da dependência ao suprimento externo de energia. Entre as medidas estava incluída a proibição de se exportar petróleo bruto a partir daquele país.

Em dezembro de 2015, sob pressão da indústria petrolífera, a restrição que perdurava quarenta anos foi revogada pelo congresso americano. Entre as razões, alegou-se que o país estava com excesso de oferta doméstica e havia um descasamento entre a capacidade de refino instalada e o tipo de óleo cuja produção interna estava aumentando (EIA, 2015).

Posteriormente, em março de 2017, uma ordem executiva presidencial denominada *Promoting Energy Independence and Economic Growth* reafirmou a importância dos recursos energéticos domésticos para a “segurança geopolítica” americana e instituiu uma série de mecanismos para desregular normas ambientais, fundiárias, etc. com o objetivo de facilitar, entre outras fontes, a produção de combustíveis fósseis (THE WHITE HOUSE, 2017).

Por sua vez, a OPEP, em conjunto com mais onze países não-membros do cartel, assinou em dezembro de 2016 um documento intitulado *Declaração de Cooperação* (OPEC, 2016), ao qual a própria organização caracterizou como “*Turning a page in oil’s history*” (OPEC, 2017). O acordo liderado por Arábia Saudita e Rússia apontou para uma nova e mais ampla forma de coordenação entre países que buscam defender as rendas obtidas por meio da produção de petróleo, ainda que sob a justificativa de “estabilizar” o mercado.

Os três acontecimentos recentes relatados acima estão, diretamente ou indiretamente, relacionados com a revolução do *shale* em curso nos Estados Unidos, isto é, sinalizam uma nova configuração nos mercados de energia onde o protagonismo americano é crescente, gerando importantes repercussões no campo da geopolítica.

Inicialmente, este capítulo traça um perfil da demanda por petróleo nos Estados Unidos e as implicações da revolução do *shale* sobre o comércio exterior de óleo e derivados naquele país (seção 5.1); em seguida, analisamos as principais características da política energética americana, da regulação do setor de petróleo e sua influência sobre o fenômeno estudado (seção 5.2); por fim, discutimos o papel da revolução do *shale* para a recuperação pós-crise da economia americana, com foco na diminuição do coeficiente de importações e nos impactos sobre o produto/emprego que têm garantido o apoio político ao processo em tela (seção 5.3).

5.1 Demanda e comércio exterior

Nos Estados Unidos o petróleo representa 36% de toda energia⁸⁸ (não apenas elétrica) consumida no país, seguido pelo gás natural com 31%. A maior parte do petróleo é utilizada no setor de transporte por meio de seus produtos derivados (ver Figura 10 na seção 3.2). No caso do gás, seu consumo ocorre principalmente para a geração de energia elétrica e diretamente no setor industrial. Incluindo o carvão (13%), os combustíveis fósseis representam 80% da energia consumida em território americano⁸⁹. Renováveis e nuclear completam o quadro (EIA, 2019).

Analisando especificamente o petróleo, apesar do lento crescimento do consumo, não há sinais de que os Estados Unidos já tenham alcançado o “pico de demanda”⁹⁰. A diminuição na intensidade do uso do petróleo por unidade de PIB é um fenômeno decorrente tanto da maior eficiência em seu uso como do próprio processo de diversificação energética, porém ainda é insuficiente para reverter o aumento do consumo em termos absolutos. Na década de 2000, a demanda americana por petróleo bruto teve crescimento anual médio negativo de 0,4% – em parte devido à recessão de 2008-2009. Nos anos 2010, a demanda voltou a crescer e registrou expansão média anual de 1% com aceleração nos últimos dois anos, chegando a aumentar 2,5% em 2018 (as taxas referem-se a variações nas quantidades físicas⁹¹).

O consumo americano de óleo bruto corresponde a mais de um quinto da demanda mundial, conforme exposto na Tabela 2 da seção 4.2 do capítulo anterior. A revolução do *shale*,

⁸⁸ Como a conta é feita a partir de diferentes unidades físicas, o consumo primário de cada fonte é convertido em BTU (Unidade Térmica Britânica) de modo a permitir comparação entre os diferentes tipos de energia (EIA, 2019).

⁸⁹ Na China as fontes fósseis chegam a 90% do consumo energético total, sendo o carvão predominante (IEA, 2018).

⁹⁰ O recorde de consumo registrado em 2005 foi ligeiramente superior ao consumo de 2018 (BP, 2019).

⁹¹ Cálculo com dados da BP (2019).

contudo, vem modificando significativamente a necessidade de o país recorrer a importações devido ao crescimento acelerado da produção doméstica.

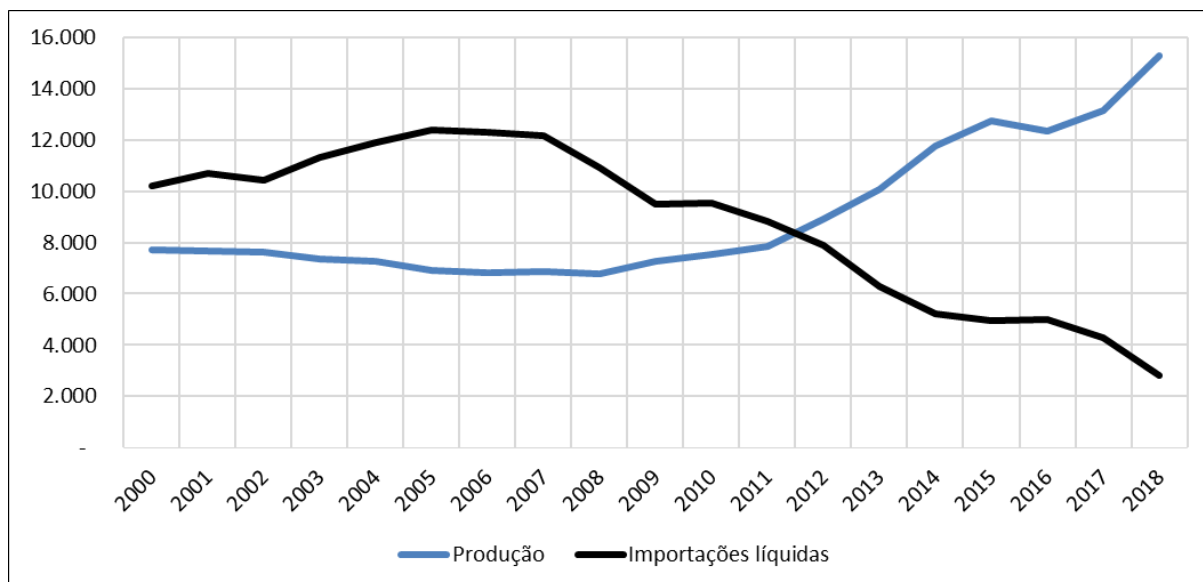


Figura 19: Produção e importações líquidas de petróleo* (mil barris/dia) nos Estados Unidos (2000-2018)

Fonte: Elaboração própria com dados da BP (2019). (*) Inclui líquidos de gás natural (LGN).

O fenômeno retratado na Figura 19 contribuiu para alterar a composição do déficit comercial dos Estados Unidos, que em 2009 tinha o petróleo bruto e derivados entre os principais componentes, respondendo por cerca de 35% do saldo negativo. Uma década depois a categoria passou a representar menos de 10% (JACKSON, 2018). Mudanças nos preços relativos de bens comercializáveis e a crescente penetração de produtos manufaturados de origem chinesa no mercado americano também afetaram sobremaneira o resultado descrito⁹².

Os últimos anos marcaram ainda a consolidação dos Estados Unidos como importante país exportador de petróleo e derivados, fato que somado ao acelerado crescimento das importações chinesas tem gerado dinamismo ao comércio internacional de combustíveis. Ao contrário do que se pode imaginar à primeira vista, a maior produção doméstica de petróleo (diminuição da dependência externa americana) não tem afetado negativamente o volume transacionado internacionalmente. Na verdade, houve crescimento mais acelerado do comércio exterior em virtude da necessidade de compatibilizar os diferentes tipos de óleo demandados

⁹² A melhora na balança comercial de petróleo e derivados não foi capaz de reverter a tendência de aumento do déficit comercial geral americano na última década (2009-2018), que cresceu em termos absolutos de acordo com o serviço censitário (CENSUS, 2019). Isso, porém, não representa problema para o país emissor da moeda-chave do sistema monetário internacional.

para o processo de refino, ou seja, os Estados Unidos continuam importando grande quantidade de petróleo em termos absolutos, apesar da forte diminuição em termos líquidos.

No final de 2015, a revogação do banimento de exportações de petróleo bruto que vigorava desde 1975 deu ímpeto ao crescimento das exportações americanas, como se verifica nos dados apresentados na Tabela 3. Após sucessivos acréscimos, chegando a aumentar quase 22% em 2018 frente ao ano anterior, os Estados Unidos passam a ser o terceiro maior exportador de petróleo e derivados conjuntamente – atrás apenas de Arábia Saudita e Rússia. Esse resultado foi impulsionado principalmente pelas exportações de petróleo bruto, que em poucos anos passaram de praticamente zero para 2 milhões de barris por dia em 2018.

Tabela 3: Comércio internacional de petróleo e derivados* – mil barris/dia (2014-2018)

Países / Regiões	Ano					Variação anual		Peso %
	2014	2015	2016	2017	2018	2018	2007-17	2018
Importações								
Estados Unidos	9.241	9.451	10.056	10.148	9.929	-2,2%	-2,9%	13,9%
Europa	12.957	13.993	14.354	14.699	15.124	2,9%	0,3%	21,2%
China	7.398	8.333	9.214	10.240	11.039	7,8%	9,4%	15,5%
Índia	4.155	4.380	4.945	4.947	5.223	5,6%	5,4%	7,3%
Japão	4.383	4.332	4.180	4.142	3.941	-4,8%	-1,9%	5,5%
Resto do Mundo	21.193	22.026	23.776	25.457	26.087	2,5%	3,9%	36,6%
Total Mundo	59.328	62.515	66.526	69.633	71.344	2,5%	1,9%	100,0%
Exportações								
Canadá	3.536	3.836	3.890	4.248	4.530	6,6%	5,6%	6,3%
México	1.293	1.323	1.380	1.300	1.360	4,7%	-4,1%	1,9%
Estados Unidos	4.033	4.521	5.078	5.858	7.131	21,7%	15,1%	10,0%
América do Sul e Central	3.939	4.107	4.147	3.992	3.745	-6,2%	1,1%	5,2%
Europa	2.467	2.926	3.082	3.387	3.428	1,2%	3,9%	4,8%
Rússia	7.792	8.313	8.814	8.979	9.159	2,0%	1,4%	12,8%
Outros países da CEI**	2.092	2.100	2.096	2.210	2.170	-1,8%	3,5%	3,0%
Arábia Saudita	7.911	7.968	8.606	8.333	8.553	2,6%	0,3%	12,0%
Oriente Médio (excl. A. Saudita)	12.699	13.537	15.321	16.183	16.087	-0,6%	2,9%	22,5%
Norte da África	1.743	1.701	1.727	2.214	2.486	12,3%	-4,0%	3,5%
África Ocidental	4.849	4.880	4.401	4.582	4.572	-0,2%	-0,8%	6,4%
Ásia-Pacífico (excl. Japão)	6.450	6.780	7.356	7.716	7.527	-2,5%	2,5%	10,6%
Resto do Mundo	524	525	625	632	594	-5,9%	-9,3%	0,8%
Total Mundo	59.328	62.515	66.526	69.633	71.344	2,5%	1,9%	100,0%

Fonte: Adaptado de BP (2019). (*) A tabela agrega petróleo bruto e derivados, sendo os últimos convertidos para a unidade de barril de óleo equivalente em função do respectivo poder calorífero; exclui comércio intra-regional. (**) Comunidade dos Estados Independentes – organização supranacional de onze antigas repúblicas soviéticas.

O aumento das exportações americanas combinado com o forte crescimento das importações chinesas (não necessariamente de origem americana) tem acelerado a expansão do comércio internacional. Nos últimos quatro anos (2015-2018) o comércio mundial cresceu em média 4,7% ao ano em termos do volume físico transacionado (óleo bruto e derivados), ritmo muito superior ao de 1,8% registrado na média dos cinco anos anteriores (2010-2014).

Os dados sugerem que a entrada americana no grupo de exportadores ao aumentar a concorrência no mercado internacional tem sido um elemento “disciplinador” do preço de mercado, que justamente desde 2015 gravita em torno do preço piso de produção do *shale* – corroborando nossa hipótese de o capital aplicado no *fracking* ser o regulador dos preços.

A Figura 20 abaixo demonstra que as exportações de produtos relacionados ao petróleo começam a acelerar a partir de 2010 e as de óleo cru de 2015 em diante.

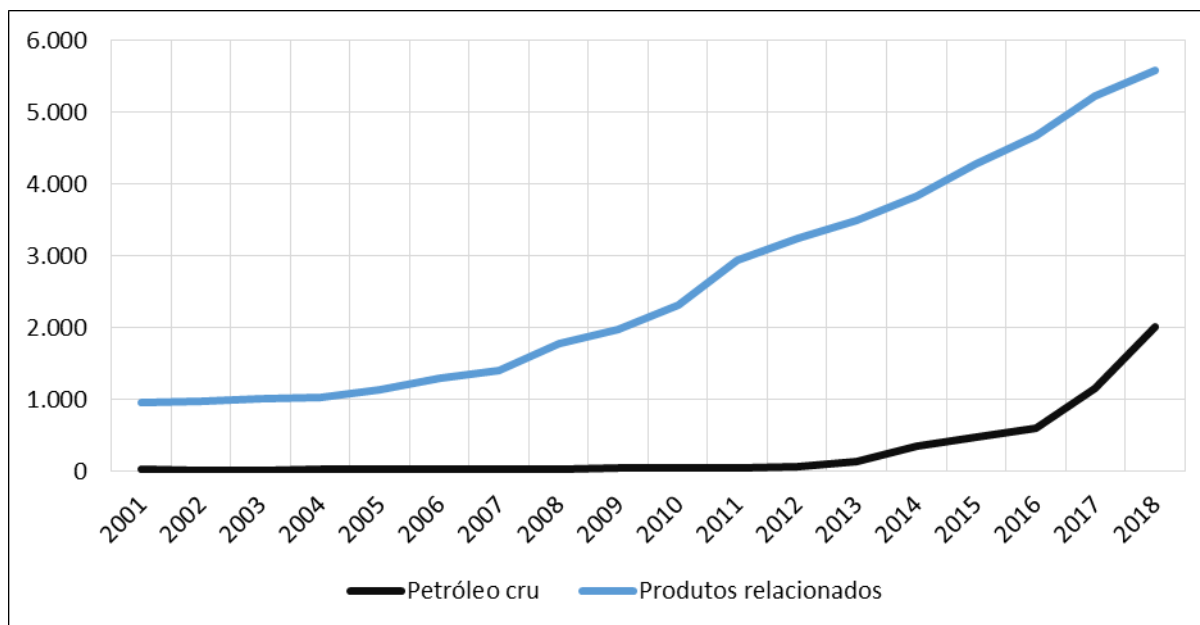


Figura 20: Exportações americanas de petróleo cru e produtos relacionados – mil barris/dia (2001-2018)
Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2019).

Dados preliminares de 2019 (até julho) indicam que as exportações de óleo cru já alcançaram média de 2,8 milhões de barris diários. Entre os produtos exportados em 2018, foi registrada a seguinte composição: diesel⁹³ (23%), propano (18%), gasolina (16%), líquidos de gás natural (exceto propano, 11%); querosene de aviação (4%); outros (28%). No mesmo ano, os principais mercados consumidores desses produtos foram México, Canadá, Japão e Brasil⁹⁴, nesta ordem e obviamente com distintas composições demandadas (EIA, 2019).

5.2 Política energética e regulação

⁹³ Inclui outros óleos combustíveis obtidos a partir de processos convencionais de destilação (EIA, 2019).

⁹⁴ Principalmente diesel e gasolina, o que em parte explica a subutilização do parque de refino brasileiro.

Data de 1959 a primeira regulamentação a estabelecer um programa de quotas obrigatórias que por questões de “segurança nacional” limitava as importações de óleo e concedia tratamento prioritário à indústria petrolífera americana, buscando duplamente aumentar sua capacidade refino e explorar recursos energéticos domésticos (BIALOS, 1989).

A política de quotas teve de ser abandonada em 1973 em virtude da necessidade material de sustentar acumulação de capital, já que o forte aumento do consumo de óleo durante os “anos dourados” não foi acompanhado por correspondente acréscimo da produção interna. Naquele mesmo ano, no contexto dos efeitos adversos do primeiro choque de preços do petróleo, houve o lançamento do *Project Independence* pelo presidente americano Richard Nixon. A intenção era promover até 1980 uma rápida transformação na direção da autossuficiência energética mediante um conjunto de medidas que incluía mudanças nos hábitos de consumo, construção de usinas nucleares e priorização de plantas à carvão para geração elétrica⁹⁵.

A regulamentação da política energética ocorreu em 1975 com a aprovação do *Energy Policy and Conservation Act* pelo congresso americano. Essa mesma lei que proibiu exportações de petróleo bruto estabeleceu controle de preços, impôs pela primeira vez padrões de eficiência para o uso de combustíveis em veículos automotores e definiu medidas de conservação energética para diversos produtos de uso residencial, comercial e industrial; criou também um sistema no qual o Estado americano garantia empréstimos voltados para desenvolver a produção doméstica de petróleo, gás e carvão. Outro marco importante foi a criação da reserva estratégica de petróleo – um estoque físico mantido em cavernas subterrâneas para proteger o país de rupturas inesperadas no fornecimento de óleo (ANDERS, 1980).

As primeiras iniciativas de mapeamento sistemático das formações geológicas de *shale* foram empreendidas no âmbito da *Energy Research and Development Administration* (ERDA), criada em 1974 e posteriormente combinada com outra agência federal⁹⁶ para dar origem ao Departamento de Energia (DOE) em 1977. Recursos públicos passaram a ser alocados em programas de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, entre as quais a perfuração horizontal, a sísmica 3D e o fraturamento hidráulico à época foram consideradas essenciais para a produção de *shale gas* em território americano. O *Eastern Gas Shales* era o programa mais importante e foi fundamental para o desenvolvimento dessas tecnologias nas décadas de 1980

⁹⁵ Discursos proferidos por Richard Nixon em 7 e 25 de novembro de 1973 (NIXON, 1973a, 1973b).

⁹⁶ *Federal Energy Administration* (FEA); ver Anders (1980) e Buck (1982) para aspectos históricos/institucionais.

e 1990. Sua viabilidade comercial, porém, só foi alcançada no início deste século primeiramente para extração de gás e posteriormente do chamado *tight oil* (BUCK, 1982; NETL, 2007).

O *Project Independence* tal como concebido não apenas falhou, mas a necessidade de importações naquela década aumentou devido ao declínio da produção doméstica de petróleo e o país ainda enfrentou outra fase de desorganização no mercado por ocasião do segundo choque de preços em 1979, desdobramento da revolução islâmica no Irã. Entretanto, desde Nixon todos os presidentes americanos, de ambos os espectros políticos, passaram a atribuir à temática da “segurança energética” status de política prioritária. Contudo, é fundamental notar que essa política é mais ampla e não se confunde com a mera substituição de importações, já que na prática envolve medidas tanto de acesso como de garantir a capacidade de eventual *bloqueio* a recursos estratégicos no mundo a países rivais.

A partir da administração de Jimmy Carter (1977-1981) ocorre de maneira mais incisiva o processo de militarização da política de “segurança energética” americana, quando oficialmente foi reconhecido que o interesse dos Estados Unidos, de suas empresas e aliados em torno das maiores províncias petrolíferas do mundo seria defendido por meio da coerção.

Let our position be absolutely clear: an attempt by any outside force to gain control of the Persian Gulf region will be regarded as an assault on the vital interests of the United States of America, and such an assault will be repelled by any means necessary, including military force (CARTER, 1980).

O conhecido discurso do presidente americano inaugurou a chamada “Doutrina Carter”, que explicitamente colocava o uso da força militar como opção estratégica para o país preservar seus interesses sobre o petróleo do Golfo Pérsico. Segundo Klare (2009, p. 47) intervenções com tal finalidade ocorrem basicamente de três formas: 1) proteção da infraestrutura física, como refinarias, oleodutos, campos de produção, etc.; 2) proteção de regimes, que consiste no apoio militar direto a governos dispostos a manter o fluxo de exportações para o mercado; e 3) garantia de acesso, ou seja, manobras militares para assegurar acesso contínuo às principais regiões produtoras de petróleo, notadamente via proteção das rotas marítimas de transporte.

Todas essas estratégias foram adotadas sistematicamente junto à Arábia Saudita, aliado preferencial dos Estados Unidos na região do Oriente Médio. No campo diplomático, a primeira manifestação explícita de acordo entre os dois países para manutenção de um preço piso ocorreu em 1986 quando o então vice-presidente George Bush (pai) visitou Riad e negociou um sistema de bandas de flutuação para o preço do petróleo a ser garantido pela vasta capacidade ociosa

saudita⁹⁷. O objetivo era, por um lado, manter a rentabilidade da indústria americana de alto custo (já que naquele momento os sauditas empreendiam uma “guerra de preços” para defender seu *market share*) e, por outro, evitar o trauma de preços excessivos que havia sido observado nos dois choques dos anos 1970. De acordo com Ayoub (1994)

This clear and direct intervention, in the middle of the period of Reaganite conservatism on economic matters, shows sufficiently the vital interest of the US in the maintenance of a floor price which would satisfy to the greatest extent possible its objective of relative oil autonomy. This episode also shows the convergence of the interests of Saudi Arabia (along with those of other smaller countries in the Gulf, such as Kuwait and UAE) with the interests of the US in maintaining a current price level not too far from this floor price, neither too high nor too low (AYOUB, 1994, p. 56).

Há farta evidência sobre a continuidade das premissas estabelecidas na “Doutrina Carter” documentada em diversos estudos, como a coletânea de textos editada por Moran e Russel (2009), as obras de Yergin (2010, 2014), etc. Foge ao nosso escopo discutir os variados episódios em que os interesses da indústria petrolífera americana foram coordenados com a Arábia Saudita e como a constante presença militar no Oriente Médio faz parte de uma política externa onde o uso da força é uma estratégia deliberada para fortalecer a posição energética dos Estados Unidos, isto é, garantir acesso ao petróleo no exterior, favorecer suas companhias petrolíferas e ainda bloquear o acesso de potenciais inimigos a regiões com reservas abundantes.

Para citar apenas três exemplos sobre a questão militar, podemos fazer referência à participação americana na guerra Irã-Iraque (1980-1988), ao apoio decisivo ao Kuwait na Guerra do Golfo (1990-1991) e à invasão do Iraque em 2003 sob o falso pretexto de eliminar armas de destruição em massa. Percebe-se que, em virtude de seu caráter estratégico, a política energética dos Estados Unidos se confunde com a própria política externa do país naquela região.

Buscamos fazer essa breve recapitulação histórica para demonstrar que a substituição de importações de petróleo é apenas uma parte da política energética americana, que é mais ampla ao envolver estratégias de conservação de recursos domésticos e cujo componente central é a manutenção do suprimento contínuo de petróleo (mesmo que do exterior) garantido em última instância pela supremacia militar do país. Parece ser incontestável que a revolução do *shale* colocou os Estados Unidos em posição ainda mais favorável em termos energéticos, resultado, entre outros fatores, das medidas empreendidas pelo Estado americano desde a década de 1970 para promover o desenvolvimento tecnológico na área de energia. Com efeito, a “dependência”

⁹⁷ Outra ocasião importante foi quando os preços do petróleo caíram abaixo do piso entre 1998-1999, mas logo retornaram ao patamar que sustentava a lucratividade da indústria americana (vide Capítulos 3 e 4).

externa medida pelas importações líquidas não apenas caiu drasticamente na última década, mas o país caminha para se tornar exportador líquido de petróleo em futuro próximo.

Parece-nos importante examinar, ainda que de relance, as diretrizes de política energética adotadas durante a revolução do *shale*, isto é, a partir da segunda metade dos anos 2000. Além das investidas militares, o governo George W. Bush (filho) buscou reforçar a “segurança energética” (leia-se favorecer a indústria petrolífera americana) por meio do *Energy Policy Act* de 2005, que instituiu um conjunto de medidas para a promoção de fontes domésticas de energia, além de ter estabelecido novos padrões de eficiência e conservação. A produção de combustíveis fósseis foi estimulada com subsídios e garantias de empréstimos para investimentos, além de incentivos para exploração de petróleo e gás em terras federais. Do ponto de vista do *shale*, um marco tão importante quanto controverso foi o tratamento especial dado ao *fracking* na legislação ambiental – a exemplo de regulações como o *Clean Air Act*, *Clean Water Act* e *Safe Drinking Water Act* – o que na prática isentou a tecnologia de normas de controle ambiental aplicáveis a outras indústrias e abriu caminho para o rápido desenvolvimento da atividade nos anos subsequentes (SHERMAN, 2006).

Contudo, foi no governo de Barack Obama (2009-2017) que a revolução do *shale* iniciada previamente com o gás consolidou-se na extração de petróleo. Apesar da retórica sobre mudanças climáticas e da alegada importância de desenvolver energias renováveis (as “fontes do futuro”), foi na administração democrata que a indústria americana de combustíveis fósseis teve a sua maior expansão recente. Ao passo que se enfatizava mudanças no lado do consumo, isto é, o aumento da eficiência energética e a redução das emissões de carbono, do lado da produção eram petróleo e gás as fontes de maior crescimento.

No primeiro mandato o presidente democrata lançou o documento *Blueprint for a Secure Energy Future* (THE WHITE HOUSE, 2011) que acabou seguindo a tônica da política energética da administração anterior. Obama lidou com o tradicional *lobby* da indústria fóssil (de ambos os partidos) que, somado ao domínio republicano no congresso em boa parte dos seus dois mandatos, bloqueou mudanças estruturais. Medidas tímidas de promoção a energia eólica, solar e biocombustíveis foram tomadas, mas a maior contribuição para redução de emissões de carbono paradoxalmente veio da crescente produção de *shale gas*, que permitiu substituição parcial das usinas termoelétricas movidas a carvão por gás (ROBINSON, 2013).

Lin (2014) critica o fato de a política ter estabelecido três eixos principais (fortalecer a oferta doméstica, aumentar a eficiência no consumo e promover energias limpas) mas na prática

apenas o primeiro componente ter sido priorizado – dificultando transformações estruturais na matriz energética ao reforçar o antigo padrão baseado majoritariamente em petróleo e gás. Os avanços na legislação ambiental no que diz respeito a regulação do *fracking* foram modestos. Apenas em 2012 passou-se a regular as emissões de gases residuais que escapam de poços *shale* e tornou-se obrigatória a divulgação dos produtos químicos utilizados no processo de fratura hidráulica. Em síntese, apesar do discurso pró-meio ambiente, no geral Obama fez basicamente mais do mesmo.

Se o governo Obama despertou críticas de ambientalistas por ter ficado mais no plano das intenções no que diz respeito a ações concretas para lidar com as mudanças climáticas, o governo Donald Trump foi além e logo nos primeiros meses tratou de revogar uma série de medidas (à época consideradas tímidas) adotadas pela administração anterior sobre o tema⁹⁸ (THE WHITE HOUSE, 2017, seção 3). Assim como todos os presidentes desde Nixon, em sua ordem executiva *Promoting Energy Independence and Economic Growth* Trump enfatizou a questão da “segurança energética” a partir do suprimento doméstico (incluindo carvão), mas trouxe como diferencial um forte apelo dessa estratégia como importante fonte de dinamismo para a economia americana e criação de empregos, sobretudo para trabalhadores industriais.

A política está pautada em uma ampla revisão e flexibilização de todas as normas, leis, regulamentos, etc. nas diversas esferas de governo que “potencialmente representem um fardo⁹⁹ para o desenvolvimento ou uso de recursos energéticos produzidos no país”. Apesar de abordar várias fontes de energia o documento cita “atenção particular” ao petróleo, gás, carvão e nuclear (nesta ordem). No pacote de desregulamentação constam ainda medidas para facilitar a exploração de minas de carvão e o *fracking* em terras federais, inclusive reservas indígenas.

Em linha com sua estratégia de negação das mudanças climáticas ainda em 2017 Trump anunciou a intenção de retirar o país do Acordo Climático de Paris, assinado um ano antes, medida que depende de aprovação legislativa. Para além da retórica oficial de que o Acordo imporia enormes sacrifícios à economia americana e que grandes poluidores como China e

⁹⁸ A ordem executiva de março de 2017 assinada por Donald Trump revogou os seguintes atos: Executive Order 13653 of November 1, 2013 (Preparing the United States for the Impacts of Climate Change); The Presidential Memorandum of June 25, 2013 (Power Sector Carbon Pollution Standards); The Presidential Memorandum of November 3, 2015 (Mitigating Impacts on Natural Resources from Development and Encouraging Related Private Investment); The Presidential Memorandum of September 21, 2016 (Climate Change and National Security). Adicionalmente, os seguintes relatórios foram abolidos: The Report of the Executive Office of the President of June 2013 (The President's Climate Action Plan); The Report of the Executive Office of the President of March 2014 (Climate Action Plan Strategy to Reduce Methane Emissions).

⁹⁹ For purposes of this order, “burden” means to unnecessarily obstruct, delay, curtail, or otherwise impose significant costs on the siting, permitting, production, utilization, transmission, or delivery of energy resources (THE WHITE HOUSE, 2017, sec. 2, ‘b’).

Índia tirariam vantagem dessa situação, parece-nos apropriado fazer a leitura dessa decisão à luz da interpretação de Fiori (2018, 2019) sobre a nova estratégia de segurança nacional dos Estados Unidos, a qual, entre outros fatores, favorece o unilateralismo da política externa e o desprezo aos mecanismos de cooperação internacional que o próprio país ajudou a criar.

Na visão de Fiori (2019, p. 43) a nova estratégia resulta de conflitos no interior do *establishment* que vão além da figura do atual presidente, de modo que o segmento militar passa a assumir maior protagonismo frente aos defensores do exercício da hegemonia americana a partir da ordem internacional vigente no pós-guerra, pautada em regras e instituições universais. Nessa perspectiva, “*there are no longer absolute enemies: negotiations are possible with everyone and must be conducted according to the rational pursuit of American advantage*”.

Além da “segurança estratégica” baseada na supremacia militar dos Estados Unidos, Fiori (2019) aponta que a questão da “segurança energética” – entendida como o controle ou acesso dos americanos e seus aliados às principais fontes de energia do mundo – continua sendo o segundo objetivo fundamental da política externa. Do nosso ponto de vista, a revolução do *shale* fortalece a posição do país ao deslocar o centro de gravitação do preço do petróleo para os capitais americanos. O propagado lema da “independência energética”, mais uma retórica do que a efetiva busca em superar uma suposta vulnerabilidade material, já é uma realidade há algum tempo no continente norte-americano como um todo, isto é, considerando a integração comercial junto ao Canadá e México.

A mudança tecnológica do *fracking* que possibilitou o impressionante aumento da produção não convencional levou alguns analistas a fazer referência a uma nova era de “abundância energética” (O’SULLIVAN, 2017) e a tratar os Estados Unidos como “superpotência energética” (BORDOFF, 2017). Uma vez reforçada substancialmente a segurança do abastecimento do ponto de vista nacional, parece-nos que na perspectiva dos capitalistas a atenção tem se voltado para os mercados de destino dos enormes excedentes em petróleo, derivados e gás natural liquefeito (GNL) que já estão sendo gerados em território americano e cuja tendência é de crescimento. Talvez isso ajude a explicar o curioso fato de alguns países periféricos alinhados aos EUA estarem optando por desnacionalizar suas indústrias de petróleo e gás e por abrir mão do importante princípio da integração vertical da cadeia produtiva.

A busca por novos mercados consumidores também tem afetado a relação econômica entre Estados Unidos e Arábia Saudita que, apesar da histórica aliança política, na perspectiva

de um mercado internacional de petróleo e derivados integrado passam cada vez mais a atuar como concorrentes. A revolução tecnológica americana além de ter tornado desnecessário o arranjo no qual os sauditas garantiam o preço piso do petróleo, deslocou a regulação do preço de produção para os capitais dos Estados Unidos, que mesmo não sendo detentor das melhores “terras” em termos de reservas petrolíferas, já leva grande quantidade de líquidos (óleo e derivados) ao mercado com rapidez suficiente para afetar os preços de mercado e fazê-los convergir para o novo preço piso de produção dado pela tecnologia *fracking*, agora dominante.

Os aspectos políticos-institucionais aqui discutidos são elementos constitutivos da robusta estrutura econômica representada pela indústria petrolífera americana que se projeta na esfera internacional. Quando analisados em horizonte histórico esses elementos permitem compreender que a revolução do *shale* tem um caráter de transformação estrutural ao fazer emergir uma nova dinâmica concorrencial no mercado de combustíveis onde o protagonismo americano é crescente e cujo resultado prático é sua maior autonomia em relação à OPEP.

Essa mudança encorajou um grupo bipartidário de congressistas americanos a retomar a discussão de um controverso projeto de lei¹⁰⁰ denominado NOPEC (*No Oil Producing and Exporting Cartels Act*). Iniciativa semelhante foi aprovada em 2007, mas não chegou a virar lei porque o então presidente George W. Bush (filho) sinalizou veto. Basicamente o projeto prevê a possibilidade de remover a imunidade soberana de países participantes de acordos da OPEP, tornando possível enquadrá-los na lei antitruste americana. Justifica-se o combate a supostas práticas manipuladoras empreendidas pelo cartel contrárias aos princípios da livre concorrência – algo no mínimo estranho, pois foi precisamente esse tipo comportamento que *favoreceu* a indústria petrolífera americana em vários momentos históricos. Curiosamente a última tentativa de implementar a lei aconteceu sob pretexto de combater os altos preços praticados nos anos 2000 no contexto de elevada dependência externa; atualmente a situação é exatamente oposta.

Collins e Krane (2019) classificam o projeto como “diplomacia energética coercitiva” e apontam riscos e consequências adversas decorrentes de sua hipotética efetividade. Não surpreende que o próprio *American Petroleum Institute* (API, 2018), importante representante do setor petrolífero, tenha divulgado carta opondo-se à iniciativa devido aos potenciais prejuízos à indústria americana de óleo e gás, inclusive pela possibilidade de retaliação¹⁰¹.

¹⁰⁰ Proposta 5904 na Câmara e 3214 no Senado, introduzidas em 2018 com o objetivo de alterar a lei antitruste *Sherman Act* de 1911 que à época dissolveu a *Standard Oil* e proibiu práticas de conluio (BROWN, 2018).

¹⁰¹ Em contraste, as análises de First e Bush (2019) e Handy (2019) são favoráveis ao projeto de lei NOPEC.

The success of America's oil and natural gas industry coupled with continued integrations with our NAFTA partners has significantly increased the energy security and self-sufficiency of the United States. This energy renaissance has made America much less susceptible to efforts that may be undertaken by foreign organizations (API, 2018, p.2).

Ainda que no plano das intenções, merece atenção que o tema tenha reascendido ao debate público americano no momento de particular expansão da indústria energética, fato que reforça a percepção de mudança no que concerne ao papel dos Estados Unidos neste mercado.

Na última seção deste capítulo abordamos, ainda que de modo exploratório, as consequências econômicas da revolução do *shale* para o nível de atividade e emprego, aspectos que ao nosso ver têm proporcionado importante sustentação política ao processo – a despeito de o *fracking* reforçar um padrão que vai na contramão das preocupações ambientais contemporâneas. O processo de substituição de importações de petróleo via expansão da oferta doméstica tem contribuído significativamente para aumentar a demanda por bens de capital e gerar efeitos de encadeamento produtivo com repercussões sobre o emprego.

5.3 Nível de atividade e emprego

No período antecedente à crise de 2007-2008 o crescimento da economia americana foi sustentado em grande medida por uma bolha de crédito imobiliário originada em ambiente de excessiva desregulamentação financeira e retroalimentada pelo forte aumento dos preços dos imóveis (SERRANO, 2008). A recessão gerada pela crise somou-se à crescente competição de produtos manufaturados importados – sobretudo chineses, que passaram a ser o principal componente do déficit comercial americano – resultando em relativa perda de dinamismo da indústria tradicional e aumento do desemprego no setor. Um exemplo recorrente é a região do chamado *Rust Belt*, que desde os anos 1980 já apresentava enfraquecimento da atividade industrial e teve sua situação agravada com a última crise. Estados como Michigan, Ohio e Pensilvânia estão entre os que observaram declínio populacional devido a esse fenômeno.

Os anos que se seguiram a recessão foram caracterizados pela lenta recuperação da atividade econômica nos Estados Unidos e pela permanência das taxas de juros em patamar historicamente muito baixo. A partir de 2009, a revolução tecnológica do *fracking* (iniciada previamente na extração de gás) passou a ser aplicada intensamente na produção petrolífera. A Figura 13 discutida anteriormente mostrou que naquele ano à medida em que os preços

internacionais do petróleo se recuperavam, crescia violentamente a perfuração de novos poços – pavimentando caminho para o substancial aumento da produção ao longo da década de 2010.

Apesar dos problemas ambientais, tem sido reconhecido o papel da revolução do *shale* para a recuperação da economia americana após a chamada Grande Recessão, inclusive pelo ex-presidente do *Federal Reserve*, Ben Bernanke (apud Yergin e Andrus, 2018, p. 12), que afirmou: “*it’s clearly been one of the most beneficial – if not the most beneficial – developments [...] and it’s helping our economy in a number of ways*”. De modo geral, as consequências econômicas passam pela criação de novos postos de trabalho (direto, indireto e induzido), dinamização da cadeia de fornecedores de bens e serviços (destaque para bens de capital) e aumento da renda disponível gerando o usual efeito multiplicador e acelerador do investimento. É importante ressaltar ainda que ao reduzir o preço de produção tanto do gás como do petróleo a mudança tecnológica tem contribuído, por um lado, para evitar pressões inflacionárias de custo e, por outro, para aumentar a produtividade da economia ao diminuir o custo de insumos básicos – efeito particularmente favorável para setores onde energia representa parcela significativa dos custos totais, mas que se espalha indiretamente para todo o sistema produtivo.

Após ter atingido 10% no pior momento pós-crise (outubro de 2009) a taxa de desemprego nos Estados Unidos chegou a 3,6% em maio de 2019, nível entre os mais baixos da série histórica (FRED, 2019). Foge ao nosso escopo discutir problemas como a redução da taxa de participação da força de trabalho, a precarização das condições laborais, o lento crescimento do salário real e a desigualdade de rendimentos – aspectos que a simples observação de um indicador pode esconder. A partir dos estudos disponíveis tentaremos apenas identificar em que medida a revolução do *shale* contribuiu para a redução da taxa de desemprego na última década.

Tomaremos como principais referências os resultados de dois estudos que examinam a participação da indústria de petróleo e gás no produto e emprego da economia americana, os quais foram selecionados em função de sua abrangência e nível de detalhamento. O primeiro foi publicado pela IHS (2012) e utiliza modelagem insumo-produto para captar o efeito combinado da atividade não convencional de petróleo e gás no ano de 2012. O segundo estudo foi publicado pelo API (2017) e faz uso de metodologia semelhante ao anterior, mas abrange toda a cadeia de petróleo e gás ao incluir a produção convencional para analisar os impactos no ano de 2015.

É importante adotar certa cautela na leitura dos dois estudos, pois as instituições que os conduziram têm laços com a própria indústria em questão, tornando-os passíveis de resultados superestimados. Decidimos mesmo assim abordá-los em função de a metodologia adotada ser adequada à análise proposta e pelo fato de parte considerável dos dados utilizados ser de domínio público¹⁰² – permitindo verificação da consistência.

De acordo com IHS (2012) a despesa de capital combinada da indústria não convencional de óleo e gás alcançou US\$ 87,3 bilhões em 2012, quando a utilização do *fracking* para produzir petróleo ainda era relativamente recente. No mesmo ano o número de empregos foi estimado em 1,7 milhão, incluindo postos diretos na atividade, indiretos na cadeia produtiva de bens e serviços e induzidos via efeito multiplicador. Finalmente, a contribuição do segmento não convencional para o valor adicionado foi de US\$ 237,6 bilhões, com receitas tributárias da ordem de US\$ 61,8 bilhões (2012). Cabe registrar que no ano em questão para todos os indicadores estimados os valores referentes ao gás natural superavam os do petróleo.

O estudo do API (2017) amplia a distinção entre os efeitos diretos (na própria indústria), indiretos e induzidos ao separá-los em impactos operacionais (devido a compra de insumos intermediários e remuneração do trabalho e do capital – dividendos) e impactos de investimento (decorrente da formação bruta de capital fixo). Ambos são avaliados em nível nacional/estadual de modo a refletir os encadeamentos “para trás” na cadeia produtiva, ou seja, a demanda por bens de capital, materiais e serviços de toda a indústria de petróleo e gás.

Em comparação com a análise da IHS (2012) os impactos quantificados pelo API (2017) são consideravelmente maiores, principalmente por também levar em consideração a produção convencional. Além disso, podemos pontuar que 2014 e 2015 foram anos de aceleração do crescimento do PIB americano (2,5% e 2,9% de expansão¹⁰³, respectivamente), da própria produção de *tight oil*, e ainda que há diferenças metodológicas entre os estudos. Por exemplo, o mais recente capta empregos por conta própria e em folha de pagamento, incluindo jornada integral e parcial (*part-time*), além de considerar uma gama maior de encadeamentos produtivos e efeitos induzidos¹⁰⁴. Esses são alguns indicativos da discrepância entre os resultados.

API (2017) estima que a combinação dos impactos operacional e de investimento deu suporte a 10,3 milhões de empregos em 2015 (5,6% do emprego total nos Estados Unidos), dos

¹⁰² Bureau of Economic Analysis (BEA), Bureau of Labor Statistics (BLS), US Census, Department of Commerce.

¹⁰³ FRED, Federal Reserve Economic Data.

¹⁰⁴ Por exemplo, parte importante do emprego direto (1 milhão de ocupações) está no subsetor “postos de gasolina”. A maior parcela do valor adicionado, contudo, é gerada na atividade de extração de óleo e gás (API, 2017).

quais 2,8 milhões foram diretos. O valor adicionado *diretamente* pela indústria de petróleo e gás foi estimado em US\$ 602,6 bilhões, que somado aos impactos indiretos e induzidos chegou a US\$ 1,3 trilhão, equivalente a 7,6% do valor adicionado total do país naquele ano.

Regionalmente, o impacto operacional da cadeia de petróleo e gás foi particularmente importante para sete estados¹⁰⁵ em função do maior peso relativo dos empregos e do valor adicionado pela indústria nas respectivas localidades. A Tabela 4 apresenta alguns indicadores.

Tabela 4: Impactos operacionais da indústria de petróleo e gás (estados selecionados, 2015)

Estado	Emprego		Renda do trabalho		Valor adicionado	
	Quantidade	% do total	US\$ milhões	% do total	US\$ milhões	% do total
Oklahoma	379.100	16,6%	34.634	28,1%	51.712	27,3%
Wyoming	57.500	14,4%	4.350	20,8%	8.936	22,7%
Dakota do Norte	78.700	13,3%	5.773	17,4%	11.727	21,1%
Texas	1.985.200	12,2%	180.039	18,1%	326.375	20,2%
Louisiana	291.200	11,0%	23.359	16,8%	50.730	20,7%
Alaska	45.300	9,7%	4.389	14,5%	15.783	28,9%
Novo México	90.100	8,3%	5.244	10,0%	12.827	13,3%

Fonte: API (2017, p.10).

Na perspectiva dos efeitos indiretos e induzidos, Texas por ser o principal produtor que juntamente com Califórnia e Nova Iorque compõem as três maiores economias do país acabam sendo os principais estados beneficiários dos encadeamentos produtivos e do efeito multiplicador da renda, sobretudo no setor de serviços¹⁰⁶. Entretanto, os dados da API (2017) revelam que impactos importantes também têm ocorrido em estados do centro-oeste americano e na região dos grandes lagos de modo a contribuir para o reestabelecimento da indústria manufatureira naquelas áreas¹⁰⁷, aspecto igualmente identificado por Yergin e Andrus (2018).

Adicionalmente aos estudos mencionados, economistas do *Federal Reserve* (MELEK, PLANTE e YÜCEL, 2018) estimaram que ao possibilitar o forte aumento da produção doméstica de petróleo (especificamente) a mudança tecnológica do *fracking* foi responsável por incrementar em 1% o PIB americano no acumulado entre 2010 e 2015, contribuição equivalente a cerca de um décimo do crescimento real efetivamente observado no período.

¹⁰⁵ Dos quais Texas e Dakota do Norte são líderes na produção de petróleo com 42% e 12% de participação nacional, respectivamente (EIA, 2019).

¹⁰⁶ Nova Iorque atua como importante provedor de serviços financeiros (seguros, derivativos, financiamentos, etc.) para a indústria de petróleo e gás, mesmo não sendo estado produtor. O *fracking*, inclusive, é banido no estado.

¹⁰⁷ Principalmente Pensilvânia e Ohio (que também são importantes produtores de gás), além de estados como Illinois e Michigan – todos pertencentes ao chamado *Rust Belt*.

Parte importante desse efeito macroeconômico pode ser atribuída à diminuição do coeficiente de importações. Melek, Plante e Yücel (2018) apontam que o déficit da balança comercial de petróleo caiu de 2% do PIB americano em 2010 para 1% em 2015, permanecendo a tendência de redução nos anos subsequentes que já se encaminha para um superávit.

Dado que o multiplicador em uma economia aberta é definido por $\frac{1}{1-c(1-t)+m}$ onde ‘c’ representa a propensão a consumir, ‘t’ a alíquota tributária e ‘m’ a propensão a importar, é fácil perceber que uma política deliberada a promover substituição de importações de petróleo via aumento da produção doméstica ao ser combinada com a mudança tecnológica do *fracking*, que viabilizou tal objetivo, torna o multiplicador da renda no mínimo maior do que seria na ausência da revolução¹⁰⁸. Apesar de persistir a tendência de crescimento do déficit comercial em termos absolutos na última década (CENSUS, 2019), a nova realidade energética foi responsável por atenuar substancialmente a trajetória deficitária. Witte, Meyer e Yergin (2018) avaliam que se fosse mantida a tendência de 2007 (antes da nova tecnologia) o saldo total da balança comercial em 2017 teria sido US\$ 250 bilhões mais negativo, algo em torno de 1,3% do PIB¹⁰⁹.

Buscamos demonstrar que revolução do *shale* afetou positivamente a performance da economia americana na última década do ponto de vista do produto e do emprego, ajudando a sustentar a recuperação pós-crise. Consequências importantes foram observadas para além dos estados produtores de petróleo e gás, notadamente por meio dos encadeamentos produtivos decorrentes da crescente demanda por bens de capital, materiais e serviços. Na perspectiva da economia política, essas implicações ajudam a explicar o grande apoio político a uma indústria geradora de externalidades bastante negativas em tempos onde as preocupações ambientais e climáticas são crescentes.

¹⁰⁸ Uma análise macroeconômica mais precisa requereria levar em consideração os efeitos da redução do déficit comercial de petróleo sobre a taxa de câmbio real americana e sua repercussão sobre os demais setores produtores de bens comercializáveis. Tal esforço, contudo, foge ao nosso escopo e não altera o ponto que sustentamos.

¹⁰⁹ É evidente os Estados Unidos não enfrentam problemas para financiar quaisquer passivos em dólar; a questão que os interessa é do ponto de vista estratégico, da segurança do abastecimento e da expansão do produto/emprego.

CONCLUSÃO

A tese aplicou o método analítico da abordagem do excedente para investigar o que mudou no mercado internacional de petróleo na última década em decorrência da revolução do *shale* nos Estados Unidos. Verificou-se que o uso do *fracking* para produção de hidrocarbonetos representou uma mudança tecnológica estrutural que, por um lado, alçou o país ao posto de maior produtor mundial de petróleo e, por outro, afetou significativamente a determinação do preço de produção de petróleo no mercado internacional, cujo piso passou a ser regulado pelos capitais que operam aquela tecnologia em território americano. Essa transformação conferiu aos Estados Unidos substancial autonomia em relação à OPEP, em geral, e à Arábia Saudita, em particular, para assegurar a rentabilidade de sua indústria petrolífera doméstica.

Do ponto de vista teórico, categorias como concorrência, capital regulador, rendas clássicas e progresso técnico forneceram os fundamentos necessários para a análise objetiva do mercado internacional de petróleo no período recente. Por meio dessas categorias analíticas, buscamos sustentar de forma teoricamente consistente a tese de que a prevalência do *fracking* como tecnologia dominante modificou estruturalmente o processo de gravitação dos preços de mercado para o novo preço piso do petróleo.

À luz da pesquisa histórica/empírica sobre os condicionantes da revolução do *shale* nos Estados Unidos, podemos acrescentar que o fenômeno foi favorecido pela combinação entre preço do petróleo em níveis elevados (até meados de 2014), política ambiental permissiva, impulso à retomada da atividade econômica pós-crise e sustentação política do processo.

Ainda do ponto de vista empírico, a pesquisa identificou que nos cinco anos que compreendem o período 2014-2019 os preços de mercado do petróleo tipo WTI gravitaram em torno de níveis consistentes com a lucratividade dos investimentos realizados em grande parte dos reservatórios *shale*, o que enfraqueceu e tornou desnecessária a atuação da Arábia Saudita como país regulador de quantidades e preços, pois tentativas de elevar artificialmente os preços de mercado muito acima do *breakeven* determinado pelos custos do *fracking* (mais uma renda absoluta privada) em períodos de baixa expansão da demanda tendem a resultar em perda de parcela de mercado para os sauditas. Consequentemente, a nova política de quotas de produção estabelecida no acordo OPEP+ mostrou-se inócua a ponto de representar mais uma estratégia

de defesa das rendas petrolíferas dos países membros do cartel (e da Rússia, o não membro mais importante) do que efetivamente uma instância reguladora dos preços do petróleo.

Ademais, dada a continuidade do caráter estratégico do petróleo como insumo básico para a produção capitalista e principal fonte de energia do segmento militar dos Estados nacionais, a política energética americana permanece priorizando a sustentação da lucratividade da indústria petrolífera daquele país (e, em certa medida, de países aliados como o Canadá), situação que favoreceu a difusão do *fracking* ao garantir acesso prioritário dos produtores domésticos ao maior mercado consumidor de petróleo do mundo.

A revolução do *shale* é notadamente controversa no que concerne à questão ambiental, porém plenamente compreensível na perspectiva da economia política, pois os capitalistas escolhem técnicas de produção visando obter a maior taxa de lucro possível e, para tanto, desconsideram os custos ambientais externos, ao menos que haja regulação rigorosa da produção e do consumo – o que particularmente nos Estados Unidos tem ocorrido na exata direção oposta das preocupações ambientais, conforme discutido na tese. Tal como corretamente observam Robinson e Eatwell (1978, p. 372), “*a produção de mercadorias impõe custos à sociedade que não se pagam e que não entram na composição dos preços*”.

Nesse sentido, demonstramos que nada foi alterado na política energética americana no que diz respeito às históricas diretrizes de efetivo apoio à produção de combustíveis fósseis; ao contrário, recentemente o governo americano as reforçou. Tal fato acaba distanciando o país de uma alegada transição na direção de “descarbonizar”, isto é, de limpar a matriz energética. Do nosso ponto de vista, a experiência recente demonstrou que em se tratando da maior economia do mundo tem havido um modesto processo de diversificação energética, não de transição.

REFERÊNCIAS

- ADELMAN, M.A. The Competitive Floor to World Oil Prices. **The Energy Journal**, vol. 7, n. 4, pp. 9-31, 1986.
- AGUILERA, R.F. Production costs of global conventional and unconventional petroleum. **Energy Policy**, n. 64, pp. 134–140, 2014.
- AGUILERA, R.; RADETZKI, M. The shale revolution: Global gas and oil markets under transformation. **Mineral Economics**, 26:75–84, 2014.
- AGUILERA, R.; RADETZKI, M. **The Price of Oil**. Cambridge (UK): Cambridge University Press, 2016.
- ANDERS, R. **The Federal Energy Administration**. U.S. Department of Energy, Office of History and Heritage Resources. Washington, DC, 1980.
- API, American Petroleum Institute. **Impacts of the Oil and Natural Gas Industry on the US Economy in 2015**. Report prepared for API by PwC. July 2017.
- API, American Petroleum Institute. **Letter to the Chairmen and Ranking Members of the House and Senate Judiciary Committees**. Washington, DC. August 22, 2018.
- ASIMAKOPULOS, A. Keynes and Sraffa: Visions and Perspectives. **Political Economy: Studies in the Surplus Approach**, vol. 1 n. 2, pp. 33-50, 1985.
- ASIMAKOPULOS, A. Reply to Garegnani's Comment. **Political Economy: Studies in the Surplus Approach**, vol. 4, n. 2, pp. 259-262, 1988.
- ASPROMOURGOS, T. **On the Origins of Classical Economics: Distribution and value from William Petty to Adam Smith**. London and New York: Routledge, 1996.
- AYOUB, A. Oil: Economics and Politics. **Energy Studies Review**, vol. 6, n.1, pp. 47-60, 1994.
- BAIN, J.S. **Barriers to New Competition**. Cambridge (MA): Harvard University Press, 1956.
- BAKER HUGHES. **North America Rotary Rig Count** (August 2019). Houston (TX), 2019.
- BELLINO, E.; SERRANO, F. Gravitation of Market Prices Towards Normal Prices: Some New Results. **Contributions to Political Economy**, vol. 37, Issue 1, pp. 25–64, 2018.
- BHARADWAJ, K. Vulgar economy. In: EATWELL, J.; MILGATE, M.; NEWMAN, P. **The New Palgrave: Marxian Economics**, pp. 373-376, 1990.
- BIALOS, J.P. Oil imports and national security: the legal and policy framework for ensuring United States access to strategic resources. **University of Pennsylvania Journal of International Business Law**, vol. 11:2, pp. 235-300, 1989.

BORDOFF, J. **The American Energy Superpower**. Foreign Affairs, 2017. Disponível em <<https://www.foreignaffairs.com/articles/usa/2017-07-06/american-energy-superpower>> Acesso em jan. 2018.

BORDOFF, J. **The Myth of U.S. Energy Independence Has Gone Up in Smoke**. Foreign Policy, 2019. Disponível em <<https://foreignpolicy.com/2019/09/18/the-myth-of-u-s-energy-independence-has-gone-up-in-smoke>> Acesso em set. 2019.

BORDOFF, J. **This Isn't Your Father's OPEC Anymore**. Foreign Policy, 2018. Disponível em <<https://foreignpolicy.com/2018/06/26/this-isnt-your-fathers-opec-anymore>> Acesso em ago. 2019.

BP. **Statistical Review of World Energy 2019**. Full Report, 68th Edition. London, 2019.

BRANCO, P.M. **Gás do "Xisto"**. Serviço Geológico do Brasil, CPRM, 2014. Disponível em <[http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Canal-Escola/Gas-do-"Xisto"-2618.html](http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Canal-Escola/Gas-do-)> Acesso em ago. 2019.

BRESSER-PEREIRA, L. **Lucro, Acumulação e Crise: a tendência declinante da taxa de lucro reexaminada**. São Paulo: Editora Brasiliense, 1986.

BROWN, P. **No Oil Producing and Exporting Cartels (NOPEC) Act of 2018**. In Focus. Congressional Research Service. Washington, DC. November 7, 2018.

BUCK, A. **A History of the Energy Research and Development Administration**. U.S. Department of Energy, Office of History and Heritage Resources. Washington, DC, 1982.

CAROLLO, S. **Understanding Oil Prices**. Chichester: Wiley, 2012.

CARTER, J. **State of the Union Address 1980**. Selected Speeches of Jimmy Carter. Presidential Library and Museum. Atlanta, GA, 1980.

CENSUS, US Census Bureau. **U.S. Trade in Goods and Services: Balance of Payments (BOP) Basis, 2019**. Disponível em <<https://www.census.gov/foreign-trade/statistics/historical>> Acesso em ago. 2019.

CESARATTO, S. Long-period method and analysis of technological change: is there any inconsistency? **Review of Political Economy**, 7:3, pp. 249-278, 1995.

CESARATTO, S. Long-period Positions and Economic Change: A rejoinder. **Review of Political Economy**, 8:4, pp. 409-425, 1996.

CICCONI, R. Accumulation and capacity utilization: some critical considerations on Joan Robinson's theory of distribution. **Political Economy: Studies in the Surplus Approach**, vol. 2, pp. 17-36, 1986.

CICCONI, R. Short-run prices in Classical and neo Classical analysis. In: MONGIOVI, G.; PETRI, F. (eds.) **Value, Distribution and Capital**. London: Routledge, pp. 60-81, 1999.

CLIFTON, J.A. Competition and the evolution of the capitalist mode of production. **Cambridge Journal of Economics**, 1, pp. 137-151, 1977.

COLLINS, G.; KRANE, J. **NOPEC's Extraterritorial Overreach Would Harm Core U.S. Economic and Energy Interests**. Policy Brief. Rice University's Baker Institute for Public Policy. Houston (TX), 2019.

CURTIS, T. **Unravelling the US Shale Productivity Gains**. Working Paper n. 69. The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2016.

CURTIS, T. **Completion Design Changes and the Impact on US Shale Well Productivity**. Energy Insight n. 21. The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2017.

CURTIS, T. **Rockin' the Rockies**. Presentation. Denver: May 15, 2019.

DALLAS FED, Federal Reserve Bank of Dallas. **Energy Survey**, First Quarter. Dallas (TX), March 27, 2019.

DAVIDSON, P. The United States Internal Revenue Service: Fourteenth Member of OPEC? **Journal of Post Keynesian Economics**, vol. 1, n. 2, pp. 47-58, 1978.

DEUTCH, J.M. **The Global Revolution of Unconventional Oil: New Markets, New Governances, New Policies**. The Fondazione Eni Enrico Mattei. Milano: FEEM Press, 2014.

DUMÉNIL, G.; LÉVY, D. A Stochastic Model of Technical Change: An Application to the U.S. Economy. **Metroeconomica**, 46(3), pp. 213-245, 1995.

DUMÉNIL, G.; LÉVY, D. **The Classical-Marxian Evolutionary Model of Technical Change**. URPE Session at the ASSA meetings, 1999.

EATWELL, J. Competition: classical conceptions. In: EATWELL, J.; MILGATE, M.; NEWMAN, P. **The New Palgrave: A Dictionary of Economics**, vol. I, pp. 537-540, 1987.

EATWELL, J. Socially necessary technique. In: EATWELL, J.; MILGATE, M.; NEWMAN, P. **The New Palgrave: Marxian Economics**, pp. 342-343, 1990.

EIA, US Energy Information Administration. **Effects of Removing Restrictions on U.S. Crude Oil Exports**. Washington, DC, 2015.

EIA, US Energy Information Administration. **Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs**. Washington, DC, 2016.

EIA, US Energy Information Administration. **What drives crude oil prices: Supply OPEC**. Washington, DC, 2018.

EIA, US Energy Information Administration. **Monthly Energy Review** (September 2019). Washington, DC, 2019.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. **Putting a price on energy: oil pricing update**. Brussels, Belgium, 2011.

FATTOUH, B. **An Anatomy of the Crude Oil Pricing System**. Working Paper n. 40. The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2011.

FATTOUH, B. **The US Tight Oil Revolution and Its Impact on the Gulf Cooperation Council Countries: Beyond the Supply Shock**. Working Paper n. 54. The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, 2014.

FIORI, J.L. Geopolítica internacional: a nova estratégia imperial dos Estados Unidos. **Saúde Debate**, vol. 42, n. Especial 3, pp. 10-17, 2018.

FIORI, J.L. Babel Syndrome and the New Security Doctrine of the United States. **Journal of Humanitarian Affairs**, vol. 1, n. 1, pp. 42-45, 2019.

FIORITTI, S. **Um Estudo Sobre a Evolução do Preço de Produção do Petróleo nas Últimas Décadas**. Tese Doutorado. Rio de Janeiro: IE-UFRJ, 2016.

FIRST, H.; BUSH, H. **Antitrust Analysis of NOPEC Legislation**. Securing America's Future Energy. Washington, DC, 2019.

FOLEY, D. **Simulating Long-Run Technical Change**. Unpublished Paper, New School University. New York, 1999.

FRATINI, S.M. **A Remark on Intensive Differential Rent and the Labour Theory of Value in Ricardo**. Working Paper n. 100, Department of Economics, University Roma Tre, 2009.

FRATINI, S.M. **Sraffa on the Degeneration of the Notion of Cost**. Centro Sraffa Working Papers, n. 21, August, 2016.

FRATINI, S.M. Is Marx's absolute rent due to a monopoly price? **The European Journal of the History of Economic Thought**, vol. 25, n. 5, 2018.

FRED, Federal Reserve Economic Data. **Unemployment Rate**. 2019. Disponível em <<https://fred.stlouisfed.org/series/UNRATE>> Acesso em set. 2019.

GAREGNANI, P. On a change in the notion of equilibrium in recent work on value and distribution: a comment on Samuelson. In: M. Brown, K. Sato and P. Zarembka (eds.) **Essays in Modern Capital Theory**. Amsterdam: North Holland, pp. 25-45, 1976.

GARAGNANI, P. The Classical Theory of Wages and the Role of Demand Schedules in the Determination of Relative Prices. **American Economic Review**, vol. 73(2), pp. 309-313, 1983.

GAREGNANI, P. Value and Distribution in the Classical Economists and Marx. **Oxford Economic Papers**, 36(2), pp. 291-325, 1984.

GAREGNANI, P. Surplus Approach to Value and Distribution. In: **The New Palgrave: A Dictionary of Economics**, vol. IV, pp. 560-574. 1987.

GAREGNANI, P. Actual and Normal Magnitudes: A Comment on Asimakopulos. **Political Economy: Studies in the Surplus Approach**, vol. 4, n. 2, pp. 251-258, 1988.

GAREGNANI, P.; PETRI, F. Marxismo e Teoria Econômica Hoje. In: HOBSBAWN, E. (org.) **História do Marxismo**. Vol. 12. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1989.

HANDY, J. **The United States' Antitrust Laws Can't Match Saudi Aramco**. Foreign Policy, 2019. Disponível em <<https://foreignpolicy.com/2019/06/12/the-united-states-antitrust-laws-cant-match-saudi-aramco>> Acesso em set. 2019.

HARROD, R. **Toward a Dynamic Economics**. London: Macmillan Press, 1948.

HARROD, R. **Economic Essays**. Second Edition. London: Macmillan Press, 1972.

HICKS, J. **The Theory of Wages**. London: Macmillan, 1932.

HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources. **Journal of Political Economy**, v. 39, n. 2 (Apr.), pp. 137-175, 1931.

HUBBERT, M.K. **Nuclear Energy and the Fossil Fuels**. Publication n. 95, Shell Development Company, Exploration and Research Division. Houston (TX), 1956.

ICE, Intercontinental Exchange. **The ICE Brent Index**, London, 2019. Disponível em <<https://www.theice.com/futures-europe/brent>> Acesso em out. 2019.

IEA, International Energy Agency. **Key World Energy Statistics 2018**. Paris, 2018a.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2018**. Paris, 2018b.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Investment 2019**. Paris, 2019.

IHS. **America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy**. Volume 1: National Economic Contributions. Houston (TX), October 2012.

IHS. **The next wave of Permian Basin growth driven by Majors**. IHS Markit Energy Expert, 2019a. Disponível em <<https://ihsmarkit.com/research-analysis/the-next-wave-of-permian-basin-growth-driven-by-majors.html>> Acesso em ago. 2019.

IHS. **Costs and Technology Indexes**. IHS Markit, 2019b. Disponível em <<https://ihsmarkit.com/Info/cera/ihsindexes/index.html>> Acesso em ago. 2019.

JACKSON, J.K. **U.S. Trade Deficit and the Impact of Changing Oil Prices**. Congressional Research Service. Washington, DC, April 4, 2018.

KALECKI, M. Political Aspects of Full Employment. **The Political Quarterly**, 1943.

KC FED, Federal Reserve Bank of Kansas City. **Historical Energy Survey Indexes**. Kansas City (MO), 2019.

KENNEDY, C. Biased and unbiased technological change. In: EATWELL, J.; MILGATE, M.; NEWMAN, P. **The New Palgrave: A Dictionary of Economics**, vol. I, pp. 236-237, 1987.

KLARE, M.T. Petroleum anxiety and the militarization of energy security. In: MORAN, D.; RUSSELL, J.A. **Energy Security and Global Politics: the militarization of resource management**. New York: Routledge, 2009.

KLEINBERG, R.L.; PALTSEV, S.; EBINGER, C.K.E.; HOBBS, D.A.; BOERSMA, T. Tight oil market dynamics: benchmarks, breakeven points, and inelasticities. **Energy Economics**, n. 70, pp. 70–83, 2018.

KURZ, H.D. Rent Theory in a Multisectoral Model. **Oxford Economic Papers**, vol. 30, n. 1, pp. 16-37, 1978.

KURZ, H.D.; SALVADORI, N. **Theory of production: a long-period analysis**. Cambridge (UK): Cambridge University Press, 1995.

KURZ, H.D.; SALVADORI, N. On the Theory of Exhaustible Resources: Ricardo vs. Hotelling. **The Institute of Social and Economic Research**, vol.7, n. 756, pp. 1-16, 2009.

LIN, A.C. A Sustainability Critique of the Obama “All-of-the-Above” Energy Approach. **Journal of Energy & Environmental Law**. Winter, 2014.

LUCAS, G.D; SERRANO, F. Valores-Trabalho através de uma Sucessão de Redefinições: Uma Análise das "Novas Soluções" para o "Problema da Transformação". **Estudos Econômicos** (São Paulo), v. 48, pp. 525-554, 2018.

MABRO, R. **The Netback Pricing System and the Price Collapse of 1986**. WPM 10, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 1987.

MALTA, M.M. **Economia Política dos Preços Internacionais do Petróleo**. In: Anais do III Encontro Nacional de Economia Política. Niterói: Editora da UFF, vol. 1, pp. 245-259, 1998.

MAUGERI, L. **Oil: The Next Revolution**. Discussion Paper, n.10, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, 2012.

MAUGERI, L. **The Shale Oil Boom: a U.S. Phenomenon**. Discussion Paper, n. 5, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, 2013.

MARX, K. **O Capital: crítica da economia política**. Vol. 1. 23ª Ed. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2006 [1867].

MARX, K. **Capital**. Vol. III. Chicago: Charles H. Kerr & Co, 1909 [1894].

MCNALLAY, R. **Crude Volatility: the History and the Future of Boom-bust Oil Prices**. New York: Columbia University Press, 2017.

MEADOWS D.H.; MEADOWS D.L.; RANDERS J. and BEHRENS W.W. **The Limits to Growth**. New York: New American Library, 1972.

MEDEIROS, C.A. A Economia Política da Internacionalização sob Liderança dos EUA: Alemanha, Japão e China. In: FIORI, J.L (org.). **O Poder Americano**. Petrópolis: Vozes, 2004a.

MEDEIROS, C. A. O Desenvolvimento Tecnológico Americano no Pós-Guerra como um Empreendimento Militar. In: FIORI, J.L (org.). **O Poder Americano**. Petrópolis: Vozes, 2004b.

MEDEIROS, C.A. **Natural Resource Nationalism and Development Strategies**. Paper elaborated for ESHET 2012 Conference, St. Petersburg, 17-19th May 2012. Disponível em <<http://www.excedente.org/artigos/natural-resource-nationalism-and-development-strategies>> Acesso em jul. 2019.

MELEK, N.; PLANTE, M.; YÜCEL, M. **Resource Booms and the Macroeconomy: The Case of U.S. Shale Oil**. Kansas City Fed Research Working Papers, n. 17-10, December 2018.

MODIGLIANI, F. New Developments on the Oligopoly Front. **Journal of Political Economy**, vol. 66, n. 3, pp. 215-232, 1958.

MONTANI, G. Scarce Natural Resources and Income Distribution. **Metroeconomica**, vol. 27, n. 1, pp. 68-101, 1975.

MORAN, D.; RUSSELL, J.A. **Energy Security and Global Politics: the militarization of resource management**. New York: Routledge, 2009.

MOREIRA, V.G.; SERRANO, F. Demanda efetiva no longo prazo e no processo de acumulação: o debate sraffiano a partir do projeto de Garegnani (1962). **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 27, n. 2 (63), pp. 463-492, 2018.

NAKATANI, T. The law of falling rate of profit and the competitive battle: comment on Shaikh. **Cambridge Journal of Economics**, 4, pp. 65-68, 1980.

NELL, E.J. Transformational Growth and the Long-period Method. **Review of Political Economy**, 8:4, pp. 379-401, 1996.

NETL, National Energy Technology Laboratory. **DOE's Unconventional Gas Research Programs 1976-1995: An Archive of Important Results**. Strategic Center for Natural Gas and Oil. U.S. Department of Energy. Washington, DC, 2007.

NIXON, R. **National Energy Policy**. Presidential Documents, Richard Nixon. Dir. of publ. Office of the Federal Register, n. 48, vol. 9, pp. 1363-1366. Washington, DC: US Government Printing Office, 1973b.

NIXON, R. **The Energy Emergency**. Presidential Documents, Richard Nixon. Dir. of publ. Office of the Federal Register, n. 48, vol. 9, pp. 1312-1318. Washington, DC: US Government Printing Office, 1973a.

OKISHO, N. Technical Changes and The Rate of Profit. **Kobe Univ. Economic Review**, 7, pp. 85-99, 1961.

OKISHIO, N. Choice of technique and the rate of profit. In: **The New Palgrave: A Dictionary of Economics**, vol. I, pp. 418-21, 1987.

O’SULLIVAN, M.L. **Windfall: How the New Energy Abundance Upends Global Politics and Strengthens America’s Power**. New York: Simon & Schuster, 2017.

OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries. **Declaration of Cooperation**. Meeting of 24 Ministers from OPEC and non-OPEC oil producing countries. Vienna, 2016.

OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries. **Turning a page in oil’s history**. Bulletin Commentary January-February, 2017.

PARK, C. Criteria of Technical Choice and Evolution of Technical Change. **Research in Political Economy**, 19, pp. 87–106, 2001.

PARRINELLO, S. The notion of effective supply and the theory of normal prices with exhaustible natural resources. **Economic Systems Research**, 16:3, pp. 311–322, 2004.

PASINETTI, L. **Lectures on the Theory of Production**. London (Macmillan) and New York (Columbia University Press), 1977.

PENROSE, E. **The Large International Firms in Developing Countries**. London: Allen & Unwin, 1968.

PETRI, F. Rate of exploitation. In: EATWELL, J.; MILGATE, M.; NEWMAN, P. **The New Palgrave: Marxian Economics**, pp. 321-325, 1990.

PICCIONI, M.; RAVAGNANI, F. **Absolute rent and the normal price of exhaustible resources**. Quaderno di ricerca n. 2, Centro di Ricerche e Documentazione ‘Piero Sraffa’, University Rome Tre, 2002.

PIVETTI, M. **An essay on the monetary theory of distribution**. London: MacMillan, 1991.

PLANTE, M.D.; PATEL, K. **Breakeven Oil Prices Underscore Shale’s Impact on the Market**. Energy Research. Federal Reserve Bank of Dallas, 2019. Disponível em <<https://www.dallasfed.org/research/economics/2019/0521>> Acesso em ago. 2019.

PROPANTE. In: FERNÁNDEZ, E.; PEDROSA, O.A; PINHO, A.C. **Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa**, 2019. Disponível em <<http://dicionariodopetroleo.com.br>> Acesso em ago. 2019.

RAVAGNANI, F. Classical Theory and Exhaustible Natural Resources: Notes on the Current Debate. **Review of Political Economy**, 20:1, pp. 79-93, 2008.

RICARDO, D. **An Essay on the Influence of a Low Price of Corn on the Profits of Stock**. London: John Murray, 1815; reprinted in Works and Correspondence, ed. P. Sraffa, vol. 4. Cambridge: Cambridge University Press, 1951.

RICARDO, D. **On The Principles of Political Economy and Taxation**. London: John Murray, 1817; reprinted in *Works and Correspondence*, ed. P. Sraffa, vol. 1. Cambridge: Cambridge University Press, 1951.

ROBINSON, D. **US Energy and Climate Change Policies – Obama’s Second Term**. Oxford Energy Comment. The Oxford Institute for Energy Studies, 2013.

ROBINSON, J. **Essays in the Theory of Economic Growth**. London: Macmillan Press, 1962.

ROBINSON, J.; EATWELL, J. **Introdução à Economia**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1978.

ROEMER, J. Continuing controversy on the falling rate of profit: fixed capital and other issues. **Cambridge Journal of Economics**, vol. 3, n. 4, pp. 379-398, 1979.

RONCAGLIA, A. **The International Oil Market**. London: Macmillan, 1985.

RONCAGLIA, A. Is the Notion of Long-Period Positions Compatible with Classical Political Economy? **Political Economy: Studies in the Surplus Approach**, vol. 6, n. 1-2, pp. 103-11, 1990.

RONCAGLIA, A. On the Compatibility between Keynes's and Sraffa's Viewpoints on Output Levels. In: HARCOURT, G.; RONCAGLIA, A.; ROWLEY, R. (eds.) **Income and Employment in Theory and Practice**. New York: St. Martin's Press, pp. 111-125, 1995.

RONCAGLIA, A. The Classical Approach and Long-period Positions: a comment on Cesaratto, **Review of Political Economy**, 8:4, pp. 403-408, 1996.

RONCAGLIA, A. Energy and market power: an alternative approach to the economics of oil. **Journal of Post Keynesian Economics**, 25:4, pp. 641-659, 2003.

RONCAGLIA, A. Paolo Sylos Labini, 1920-2005. **BNL Quarterly Review**, vol. LIX, n. 236, March pp. 3-21, 2006.

RONCAGLIA, A. **Piero Sraffa**, Great Thinkers in Economics. Palgrave MacMillan, 2009.

RONCAGLIA, A. Some Notes on the Notion of Production Prices. In: VINT, J.; METCALFE J.S.; KURZ, H.D.; SALVADORI, N.; SAMUELSON, P.A (eds.) **Economic Theory and Economic Thought: Essays in honour of Ian Steedman**. New York: Routledge, pp. 174-188, 2010.

RONCAGLIA, A. Oil and its markets. **PSL Quarterly Review**, vol. 68 n. 273, pp. 151-175, 2015.

RONCAGLIA, A. How should prices of production be interpreted? The case of oil. In: FRENI, G.; KURZ, H.D.; LAVEZZI, A.M.; SIGNORINO, R. (eds.) **Economic Theory and its History: Essays in honour of Neri Salvadori**. New York: Routledge, pp. 131-143, 2016.

ROOS, B.C. **Economia do petróleo e desenvolvimento**: estudo exploratório sobre as perspectivas do pré-sal brasileiro. Dissertação de Mestrado. Natal: PPECO/UFRN, 2013.

RUTLEDGE, I. Profitability and Supply Price in the US Domestic Oil Industry: Implications for the Political Economy of Oil in the Twenty-First Century. **Cambridge Journal of Economics**, vol. 27, n. 1, pp. 1-23, 2003.

RUTLEDGE, I. **Addicted to Oil**: America's Relentless Drive for Energy Security. London: I.B. Tauris, 2005.

SALVADORI, N.; SIGNORINO, R. Competition. In: **Handbook of the History of Economic Analysis**. FACCARELLO, G.; KURZ, H. (Eds.) Vol. 3. Cheltenham, UK; Northampton, USA: E. Elgar, 2016.

SCHEFOLD, B. Different Forms of Technical Progress. **The Economic Journal**, vol. 86, n. 344, pp. 806-819, 1976.

SCHEFOLD, B. **Mr. Sraffa on joint production and other essays**. London: Unwin Hyman, 1989.

SCHEFOLD, B. **Normal Prices, Technical Change and Accumulation**. London: Macmillan Press, 1997.

SCHEFOLD, B. Critique of the Corn-Guano Model. **Metroeconomica**, vol. 52, n.3, pp. 316-328, 2001.

SEMMLER, W. Competition, Monopoly, and Differentials of Profit Rates: Theoretical Considerations and Empirical Evidence. **Review of Radical Political Economics**, vol. 13(4), pp. 39-52, 1981.

SEMMLER, W. On the Classical Theory of Competition, Value and Prices of Production. **Australian Economic Papers**, Wiley Blackwell, vol. 23(42), pp. 130-150, 1984.

SEMMLER, W. Competition: Marxian conceptions. In: EATWELL, J.; MILGATE, M.; NEWMAN, P. **The New Palgrave**: A Dictionary of Economics, vol. I, pp. 540-542, 1987.

SERRANO, F. **Teoria dos preços de produção e o princípio da demanda efetiva**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1988.

SERRANO, F. Estabilidade nas Abordagens Clássica e Neoclássica. **Economia e Sociedade**, Campinas, vol. 12, n. 2, pp. 147-167, 2003.

SERRANO, F. Relações de Poder e a Política Macroeconômica Americana: de Bretton Woods ao Padrão Dólar Flexível. In: FIORI, J.L (org.). **O Poder Americano**. Petrópolis: Vozes, 2004.

SERRANO, F. A Economia Americana, o Padrão Dólar Flexível e a Expansão Mundial nos Anos 2000. In: FIORI, J.L; MEDEIROS, C.A; SERRANO, F. (orgs.). **O Mito do Colapso do Poder Americano**. Rio de Janeiro: Record, 2008.

SERRANO, F. **Notas sobre a interpretação sraffiana da teoria do valor de Marx**. Mimeo, IE-UFRJ, 2009.

SERRANO, F. A Mudança na Tendência dos Preços das Commodities nos Anos 2000: Aspectos Estruturais. **OIKOS**, Rio de Janeiro, vol. 12, n. 2, pp. 168-198, 2013.

SERRANO, F.; MAZAT, N. Quesnay and the analysis of the surplus in the capitalist agriculture. **Contributions to Political Economy**, Vol. 36, 1, pp. 81–102, 2017.

SHAIKH, A. Political economy and capitalism: Notes on Dobb's theory of crisis. **Cambridge Journal of Economics**, 2, pp. 233-251, 1978.

SHAIKH, A. Marxian Competition versus Perfect Competition: Further Comments on the So-Called Choice of Technique. **Cambridge Journal of Economics**, 4(1), pp. 75-83, 1980.

SHAIKH, A. **Capitalism: Competition, Conflict, Crises**. New York: Oxford University Press, 2016.

SHERMAN, B. A Time to Act Anew: A Historical Perspective on the Energy Policy Act of 2005 and the Changing Electrical Energy Market. **William & Mary Environmental Law and Policy Review**, vol. 31, n. 1, 2006.

SMITH, A. **An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations**. London: Methuen, 1961 [1776].

SRAFFA, P. **Production of Commodities by Means of Commodities**. Cambridge: Cambridge University Press, 1960.

STEEDMAN, I. **Marx after Sraffa**. London: New Left Books, 1977.

STEEDMAN, I. A note on the 'choice of technique' under capitalism. **Cambridge Journal of Economics**, vol. 4, n. 1, pp. 61-64, 1980.

STEINDL, J. **Maturidade e Estagnação no Capitalismo Americano**. São Paulo: Abril Cultural, 1983 [1952].

STEVENS, P. The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality. A Chatham House Report. London: September, 2010.

STIGLER, G. Perfect Competition Historically Contemplated. **Journal of Political Economy**, n. 65, 1957.

SYLOS-LABINI, P. **Oligopólio e Progresso Técnico**. 3ª ed. São Paulo: Nova Cultural, 1988 [1956].

SYLOS-LABINI, P. **The Forces of Economic Growth and Decline**. Cambridge (MA): MIT Press, 1984.

TAVARES, M.C. A retomada da hegemonia norte-americana. **Revista de Economia Política**, vol. 5, n. 2, 1985.

TAVARES, M.C.; MELIN, L. E. Pós-escrito 1997: a reafirmação da hegemonia norte-americana. In: TAVARES, M.C.; FIORI, J.L. (orgs.) **Poder e Dinheiro: uma economia política da globalização**. Petrópolis: Vozes, 1997.

TESCARI, S.; VAONA, A. Regulating rates of return do gravitate in us manufacturing! **Metroeconomica**, 65:3, pp. 377-396, 2014.

THE WHITE HOUSE. **Blueprint for a Secure Energy Future**. Washington, DC, 2011.

THE WHITE HOUSE. **Presidential Executive Order on Promoting Energy Independence and Economic Growth**. Office of the Press Secretary. Washington, DC, March 28, 2017.

TORRES FILHO, E.T. O Papel do Petróleo na Geopolítica Americana. In: FIORI, J.L. (org.) **O Poder Americano**. Petrópolis: Vozes, 2004.

VAN PARIJS, P. The Falling-Rate-of Profit Theory of Crisis: A Rational Reconstruction by Way of Obituary. **Review of Radical Political Economics**, 12:1, 1980.

VAONA, A. Further econometric evidence on the gravitation and convergence of industrial rates of return on regulating capital. **Journal of Post Keynesian Economics**, 35:1, pp. 113-136, 2012.

VIEIRA, D.F. **Preços, concorrência e distribuição de renda: efeitos distributivos de assimetrias competitivas em uma abordagem clássica do excedente**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2018.

WITTE, D.; MEYER, J.; YERGIN, D. **Trading places: How the shale revolution has helped keep the US trade deficit in check**. Crude Oil Markets, Strategic Report. IHS Markit, Houston (TX), 2018.

WRAY, L.R. **The commodities market bubble: money manager capitalism and the financialization of commodities**. Public Policy Brief n. 96, Levy Economics Institute, 2008.

YERGIN, D. **O Petróleo: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro**. São Paulo: Paz e Terra, 2010.

YERGIN, D. **A Busca: energia, segurança e reconstrução do mundo moderno**. São Paulo: Intrínseca, 2014.

YERGIN, D.; ANDRUS, S. **The Shale Gale turns 10: A powerful wind at America's back**. Executive Commentary, Strategic Report. IHS Markit, Houston (TX), 2018.