



Texto para Discussão 019 | 2022

Discussion Paper 019 | 2022

A tendência do preço internacional do petróleo a partir da revolução do shale: uma interpretação clássica para o período 2014-2019

Breno Roos

Doutor em Economia pela UFRJ e Professor Adjunto da UFRN.

breno.roos@ufrn.br

Simone Fioritti

Doutora em Economia pela UFRJ e Professora Adjunta do IE-UFRJ.

simone.fioritti@ie.ufrj.br

This paper can be downloaded without charge from

<https://www.ie.ufrj.br/publicacoes-j/textos-para-discussao.html>

A tendência do preço internacional do petróleo a partir da revolução do shale: uma interpretação clássica para o período 2014-2019

Junho, 2022

Breno Roos

Doutor em Economia pela UFRJ e Professor Adjunto da UFRN.

breno.roos@ufrn.br

Simone Fioritti

Doutora em Economia pela UFRJ e Professora Adjunta do IE-UFRJ.

simone.fioritti@ie.ufrj.br

Resumo

O artigo argumenta, com base na abordagem clássica do excedente, que a difusão da tecnologia *fracking* para produção de petróleo em reservatórios *shale* nos Estados Unidos foi responsável pela mudança da direção tendencial dos preços do petróleo de meados de 2014 até 2019. O progresso técnico combinado com a rápida capacidade de adaptação da produção não convencional deslocou o centro de gravitação dos preços do petróleo da OPEP para os capitais americanos, resultando na queda estrutural e persistente do preço piso (de produção) ao redor do qual os preços de mercado gravitam em condições normais de demanda. Consequentemente, a Arábia Saudita perdeu o papel de “*swing producer*” do mercado e o próprio arranjo tácito que garantia a rentabilidade da indústria petrolífera doméstica americana por meio da definição de um preço piso exógeno tornou-se desnecessário.

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

Abstract

Following the classical surplus approach, the paper argues that the spread of fracking technology for oil production in shale reservoirs in the United States was the main reason for changing the trend of oil prices in mid-2014 until 2019. Technical progress combined with rapid adaptability of the unconventional output has shifted the center of gravity of oil prices from OPEC to US capitals, resulting in the structural and persistent drop in the oil floor price (of production) around which market prices gravitate under normal demand conditions. Consequently, Saudi Arabia has lost its role as the “swing producer” of prices, and the tacit arrangement that used to guarantee the profitability of the American domestic oil industry by setting an exogenous floor price has become unnecessary.

Keywords: international oil price, fracking, oil income.

1 Introdução

Iniciada em 2004, uma rápida transformação tomou curso na indústria energética dos Estados Unidos quando empresas do setor passaram a adotar de forma intensiva o *fracking*¹ para produção em reservatórios não convencionais de gás, o conhecido *shale gas*. Devido ao sucesso obtido com o substancial aumento da produção de gás, a partir de 2008 houve a difusão do método para a produção de petróleo não convencional, o chamado *tight oil* ou *shale oil*² (AGUILERA; RADETZKI, 2016).

Tais avanços tecnológicos empreendidos pelos produtores de petróleo, que permitiram redução dos custos de produção e ganhos de produtividade, e o conseqüente aumento rápido e substancial da produção de petróleo americana foram viabilizados através dos elevados preços do produto na década de 2000. As reservas provadas³ em território americano aumentaram 140% entre 2008-2019, enquanto a produção no país cresceu cerca de 150% no período (BP, 2021). A rapidez e a magnitude dessa mudança ensejaram a caracterização do fenômeno como uma “revolução” (MAUGERI, 2012).

Vale observar que a série histórica das quatro décadas anteriores (início dos anos 1970 até o final dos anos 2000) registrava declínio crônico da produção americana. Já mais recentemente, diversos relatórios do setor (BP, 2021; EIA, 2022; IEA, 2018) apontam os Estados Unidos como o maior produtor mundial de petróleo, à frente da Arábia Saudita, que mantém significativa capacidade ociosa⁴. No referido contexto, argumentamos neste

¹ Palavra utilizada para se referir à utilização conjunta dos métodos de fratura hidráulica (*hydraulic fracturing*) e perfuração horizontal.

² 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 (BRANCO, 2014).

³ 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.

⁴ 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

trabalho que a forte expansão da oferta americana a custos de produção baixos contribuiu significativamente para a tendência persistente de queda dos preços internacionais do petróleo a partir de meados de 2014 até 2019 (Figura 1).

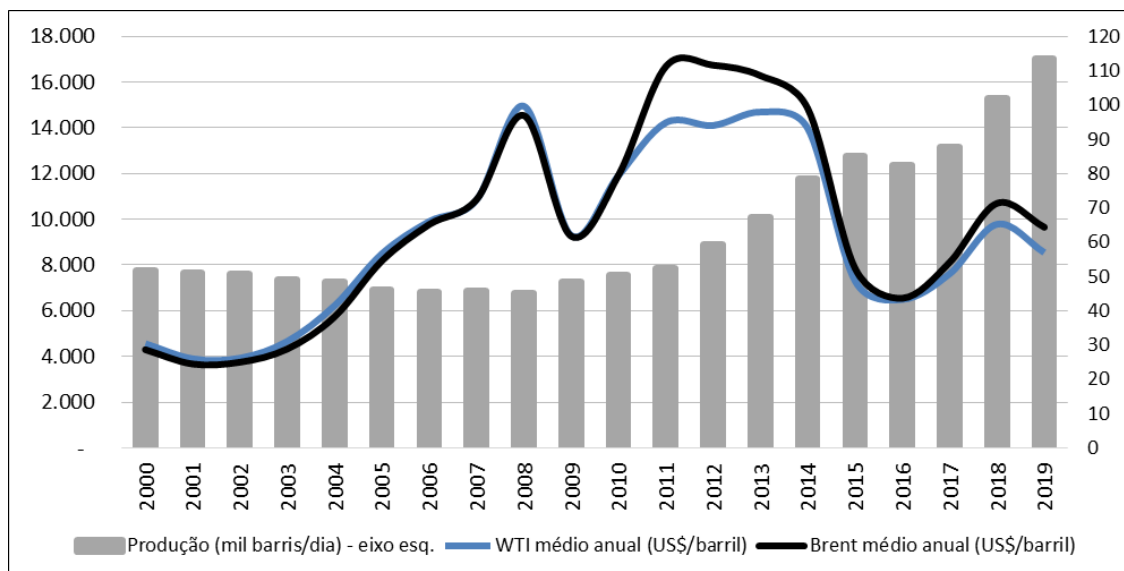


Figura 1: Preço médio WTI e Brent e produção de petróleo* nos Estados Unidos (2000-2019)
 Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2022). (*) Inclui líquidos de gás natural.

A mudança de cenário no mercado de petróleo levou especialistas da área como Aguilera e Radetzki (2016), Bordoff (2017) e O’Sullivan (2017) a reconhecer a emergência de uma nova era de abundância energética. Por meio do progresso técnico, novos reservatórios puderam ser descobertos (a exemplo do pré-sal brasileiro) e custos de produção, reduzidos, desmistificando a ideia de que o petróleo é um produto escasso⁵.

Diante do exposto, o objetivo do artigo é sustentar que o progresso tecnológico do *fracking* aliado a um período de lento crescimento da demanda⁶ causou a queda estrutural

historicamente mantém tal volume entre 1,5 e 2 milhões de barris por dia⁴. Isso é 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 ao ano de 2019 (BP, 2021). 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.

⁵ Para uma discussão sobre a ideia de escassez do petróleo e pico de Hubbert, ver Fioritti (2016).

⁶ É importante destacar que, seguindo a abordagem clássica do excedente, a baixa demanda impacta os preços à medida que áreas de custo de produção elevados tornam-se não viáveis (a demanda passa a ser

e persistente do preço internacional do petróleo no período estudado. Além disso, o trabalho argumenta que a mudança tecnológica e o aumento de produção americana contribuíram para tornar a política energética dos Estados Unidos autônoma em relação à Arábia Saudita, que perdeu a capacidade de atuar como país regulador dos preços (“*swing producer*”). Tal atuação ficou clara nas décadas de 1980 e 1990, quando os preços atingiram níveis que ameaçaram a lucratividade da indústria americana. Este nível mínimo de preços, garantido pela Arábia Saudita ao criar uma escassez artificial do produto por meio da regulação da oferta mundial, passou a ser identificado na literatura como “preço piso” (ver Ayoub, 1994 e Routledge, 2003; além de Serrano, 2004; Fioritti, 2016; Roos, 2019 para uma interpretação teórica clássica).

A fim de alcançar o objetivo proposto, analisaremos o objeto a partir da abordagem clássica do excedente recuperada por Piero Sraffa e desenvolvida por diversos seguidores dessa tradição. Nesta perspectiva, o preço de produção expressa a tecnologia e os custos de produção, refletindo, assim, as condições estruturais da produção e se relacionando ao longo período⁷. Além disso, de acordo com esta abordagem, os preços de mercado, que são empíricos e conjunturais, gravitam em torno do preço de produção, que é teórico e estrutural. O processo de gravitação acontece graças ao mecanismo clássico da concorrência baseado no grau de mobilidade de capitais e na correção de desequilíbrios pelo ajuste das quantidades levadas ao mercado⁸.

No caso do mercado internacional de petróleo é importante notar 1) a presença de um cartel (OPEP), que cria uma escassez artificial do produto de melhor qualidade, impede a livre concorrência e gera a apropriação de uma renda de monopólio; 2) que grande parte do subsolo do mundo é propriedade estatal (com exceção dos Estados Unidos), concedendo poder aos governos, que se apropriam de uma renda absoluta; e 3) que o recurso petróleo como um todo não pode ser considerado fisicamente escasso e vários

atendida por áreas com custo de produção menor). Isso, por sua vez, contribui à queda do preço de produção, que é o centro de gravitação dos preços de mercado.

⁷ Cf. Garegnani (1983) e Kurz e Salvadori (1995).

⁸ Ver Garegnani (1983) e Smith (1961).

métodos de produção operam simultaneamente para atender a demanda⁹, gerando rendas diferenciais aos de menor custo. Assim, tais características originam diferentes tipos de rendas¹⁰ clássicas, sejam elas ligadas a fatores concorrenciais (diferenciais) ou a fatores político-institucionais (monopólio e absoluta).

Além desta Introdução, o artigo divide-se em mais quatro partes. Iniciamos com um panorama geral do mercado energético para situar a inserção do petróleo e o papel da produção não convencional americana (seção 1); posteriormente fornecemos uma interpretação analítica sobre o funcionamento do mercado de petróleo *antes* da revolução do *shale* (seção 2); na sequência são examinados os efeitos da mudança tecnológica do *fracking* sobre a tendência do preço internacional do petróleo (seção 3); seguimos com a evidência empírica acerca do processo de gravitação dos preços de mercado para o novo preço piso de produção (seção 4); ao final, uma breve conclusão é apresentada.

1 Panorama geral e a produção não convencional americana

Os combustíveis fósseis seguem respondendo por mais de *quatro quintos* da energia gerada no mundo. Dados da matriz energética mundial (IEA, 2018) revelam que entre 1973 e 2016 houve ligeira diminuição da oferta conjunta das fontes fósseis acompanhada de ganho de participação do carvão (que chegou a 27%) e gás natural (com 22%) relativamente ao petróleo, que ainda assim segue como principal insumo da matriz global com 32% da oferta primária de energia¹¹.

A distribuição geográfica desigual do recurso petróleo é um elemento chave para entender o seu mercado à medida que contribui aos diferenciais de custo de produção e ao

⁹ Ver Ravagnani (2008).

¹⁰ Sobre o assunto ver os clássicos Ricardo (1951), Smith (1961), Marx (1909); além de Fratini (2018), Piccioni e Ravagnani (2002), Serrano (2004, 2008, 2013), Fioritti (2016) e Roos (2019).

¹¹ Recursos energéticos em sua forma bruta, antes da conversão/transformação em derivados.

surgimento de rendas diferenciais quando várias regiões operam simultaneamente para atender a demanda. Segundo a BP (2021), dados de 2019 revelam que entre os principais produtores, dez países concentram 71% do total produzido, sendo Estados Unidos (17,07 milhões de barris por dia – mbd), Arábia Saudita (11,83) e Rússia (11,68) os três maiores produtores. Quanto aos países consumidores, os americanos historicamente detêm o primeiro lugar com 19,48 mbd, seguidos em 2019 por China (14,01) e Índia (5,15).

A Figura 2 demonstra que a elevação da produção consequente da revolução do *shale* fez os Estados Unidos mais que dobrar sua participação na oferta mundial (de 8% para 18%) entre 2008-2019. O conjunto dos países da OPEP perdeu *market share*, o qual, após oscilar ao redor dos 40%, apresentou queda mais sensível em 2019. A Arábia Saudita, particularmente, manteve participação estável próximo a 13%. A ascensão da oferta americana teve como contrapartida (proporcionalmente maior) o declínio relativo de produtores OPEP, embora os não-OPEP¹² também tenham perdido participação relativa.

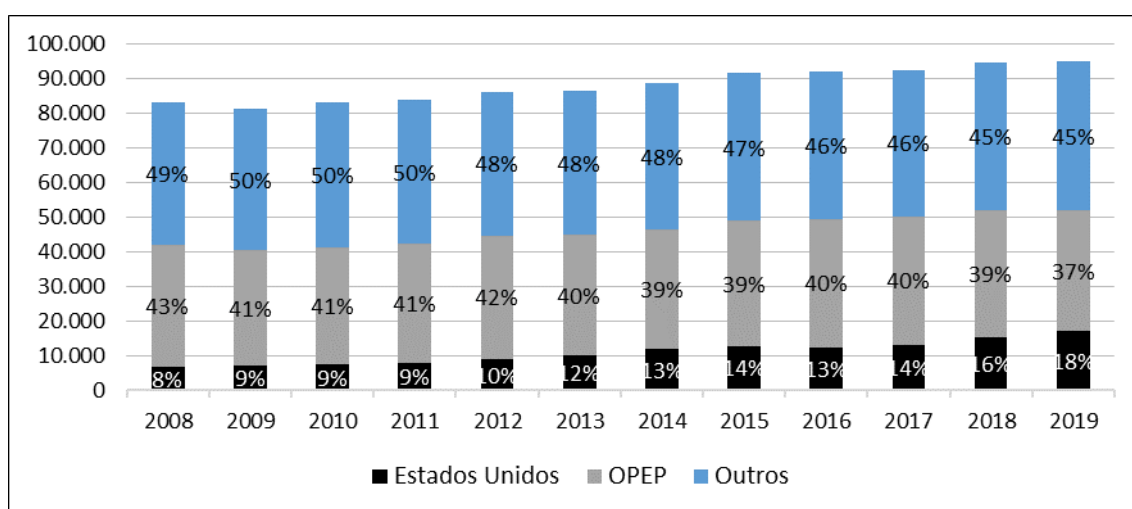


Figura 2: Produção mundial de petróleo* (mil barris/dia) e participação relativa de grupos (2008-2019)

Fonte: Elaboração própria com dados da BP (2021). (*) Inclui líquidos de gás natural.

¹² Principalmente Noruega, Reino Unido e México, que apresentaram queda da produção na última década.

O ano de 2019 marcou o recorde da produção de petróleo nos Estados Unidos quando, após crescer expressivos 12% em relação a 2018, foram produzidos 12,29 milhões de barris por dia de óleo cru. Trata-se do segundo recorde consecutivo, pois em 2018 já havia sido superada a marca histórica de 9,64 mbd alcançada em 1970, de tal forma que nestes dois anos houve o maior incremento já registrado por um país individualmente no referido espaço de tempo¹³. Considerando-se os líquidos de gás natural, a produção total anual de 2019 ultrapassou os 17 milhões de barris por dia (EIA, 2022).

Conforme a Figura 3 abaixo evidencia, a expansão da oferta americana no período deve-se ao petróleo produzido a partir de métodos não convencionais. O *tight oil* extraído de reservatórios *shale* representou 63% do óleo cru produzido pela indústria estadunidense, que demonstrou capacidade de adaptação ao nível mais baixo de preços pós-2014.

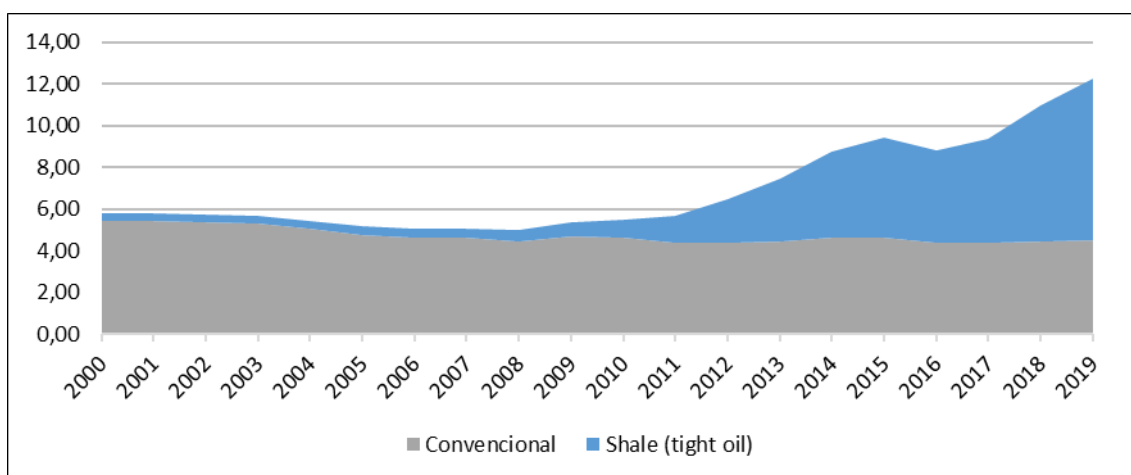


Figura 3: Produção de petróleo cru* (milhões de barris/dia) nos EUA por tipo (2000-2019)
Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2022). (*) Exclui outros líquidos.

Segundo Maugeri (2013), a difusão do método foi favorecida pela localização das formações de *shale* em áreas de baixa densidade populacional, pela própria experiência prévia da indústria americana e sua infraestrutura verticalmente integrada, além da ampla disponibilidade de sondas de perfuração e financiamento para investimentos. Aguilera e Radetzki (2014) acrescentam que a presença de capacidade ociosa e a maior

¹³ De acordo com a série histórica disponível em BP (2021).

disponibilidade de mão-de-obra presentes na economia americana nos anos pós-crise financeira também contribuíram para a rápida expansão da produção de óleo e gás.

Por conseguinte, estabeleceu-se uma tendência de substituição de importações de insumos energéticos pelos Estados Unidos resultante de uma combinação de fatores, dos quais podemos destacar: mudança técnica (inovação), regulação ambiental frouxa¹⁴ e sustentação política do processo¹⁵.

2 O mercado de petróleo antes da revolução do *shale*

Com base nos trabalhos de Serrano (2004, 2008 e 2013) e Fioritti (2016), e em linha com a abordagem clássica do excedente, interpretamos o mercado a partir da existência de dois preços de produção para o petróleo: um piso, determinado pela tecnologia e pelos custos de produção tradicionais americanos, acrescidos de uma renda absoluta privada; e o preço natural de produção, determinado pela tecnologia e pelos custos tradicionais de produção do produtor marginal, acrescidos de uma renda absoluta estatal. Os preços de mercado do petróleo gravitariam ao redor do piso do preço de produção, em períodos de demanda baixa/normal; e, ao redor do preço de produção, em períodos de alta demanda. O esquema de interpretação torna-se útil à medida que reúne elementos econômicos e geopolíticos para traçar uma possível tendência dos preços internacionais do petróleo, não se atendo a oscilações de curto prazo.

O preço piso, discutido também por Ayoub (1994) e Routledge (2003), seria como um preço “tabelado”, determinado exogenamente pela relação político-econômica entre

¹⁴ Ver Fioritti (2016, cap. 3).

¹⁵ Conforme discutido em Roos (2019, cap. 4), a revolução do *shale* afetou positivamente a performance da economia americana ao longo da década de 2010, ajudando a sustentar a recuperação do produto e do emprego pós-crise 2008. Houve repercussões importantes para além dos principais estados produtores de petróleo (Texas, Novo México e Dakota do Norte), notadamente via encadeamentos produtivos decorrentes da crescente demanda por bens de capital, materiais e serviços. Na perspectiva da economia política, esses impactos explicam o grande apoio político, sobretudo durante o governo Trump, a uma indústria geradora de externalidades fortemente negativas, a despeito das crescentes preocupações ambientais e climáticas.

sauditas e americanos. Conforme discutem Serrano (2004, 2008, 2013) e Fioritti (2016), tal preço de produção cobre os custos americanos (custos de produção tradicionais, incluindo o lucro normal mais os *royalties*, ou renda absoluta privada, já que o subsolo é privado) e gera uma renda de monopólio¹⁶ nos países da OPEP. Se, neste contexto, um país produz a um custo mais baixo que o americano (já incluindo o lucro normal e a renda absoluta que ele deve pagar, provavelmente ao Estado), ele receberá uma renda diferencial extensiva, mesmo que seu custo seja maior que o saudita. À medida que aumenta a demanda mundial e torna-se viável a produção em outras regiões de custo mais elevado, eleva-se o preço natural de produção dado pelo custo do produtor marginal (o produtor que precisa ser ativado para atender a demanda)¹⁷.

A Figura 4 incorpora o arranjo discutido em 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), e enquanto os preços de produção são determinados por custos físicos mais uma taxa de lucro normal, a demanda efetiva é determinada por padrões históricos e sociais. É importante destacar que os custos de produção já incluem um lucro normal. Além disso, os pontos em negrito são descritivos e não resultam de funções preço-elásticas. Abaixo observa-se os dois preços de produção ($P_{\text{PISO}} < P_{\text{ALTA}}$) em torno dos quais os preços de mercado gravitam a depender do nível da demanda efetiva ($Q_1 < Q_2$).

¹⁶ Depende da fixação de um preço exógeno quando o produtor desfruta de vantagens não reprodutíveis. Normalmente o preço é controlado pelo Estado ou via cartel e a renda é residual em relação aos custos.

¹⁷ O passo a passo didático deste esquema de interpretação pode ser encontrado em Fioritti (2016).

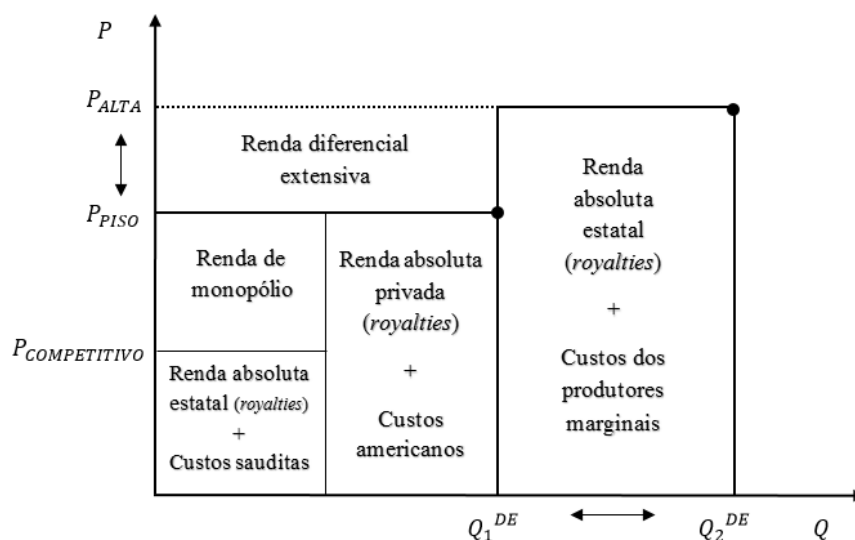


Figura 4: Esquema analítico dos dois preços fundamentais

Fonte: Roos (2019) com base em Fioritti (2016).

Por razões diversas (fatores geopolíticos ou estratégias de longo prazo, por exemplo) 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 ($P_{COMPETITIVO} < P_{PISO}$). 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 em determinado período histórico.

Com base nestes elementos, a interpretação sugerida por Serrano (2004, 2008, 2013) e Fioritti (2016) mostra, por exemplo, que nos anos 1970, os preços elevados permitiram que campos de qualidade inferior, como China e México, fossem operados para atender a demanda em alta, contribuindo para o aumento do preço de produção. Além disso, neste período, os processos de nacionalização dos campos de petróleo possibilitaram aumento do poder de barganha dos países, contribuindo para a elevação da renda absoluta, impactando ainda mais o preço de produção. Segundo Aguilera e Radetzki (2015), em 1979, 55% da produção de petróleo mundial tornou-se propriedade estatal.

Ainda com base neste esquema, nos anos 1980 e 1990, os preços atingiram níveis muito baixos por conta do aumento da produção do período anterior e dos conflitos internos da OPEP (queda da renda absoluta), reduzindo o preço natural de produção. No entanto, o

acordo entre a OPEP e os Estados Unidos garantiu que os preços não se mantivessem abaixo do preço piso em 1986 e em 1998. Rutledge (2003) toma como referência o colapso de preços de 1998-1999 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. 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.

Já nos anos 2000, os preços elevados permitiram que técnicas com custo de produção maior, como a perfuração em águas ultraprofundas no pré-sal brasileiro, fossem operadas, contribuindo para o aumento do preço de produção. Além disso, o retorno do “nacionalismo dos recursos naturais” (MEDEIROS, 2012) contribuiu para o aumento da renda absoluta, impactando ainda mais o preço de produção. Segundo Aguilera e Radetzki (2015), as empresas estatais passaram a deter cerca de 90% das reservas mundiais em 2010. Como resultado, por um período relativamente longo o preço de mercado do petróleo ficou regulado pelo preço de produção de alta demanda (dado pelos custos mais elevados dos produtores que precisaram ser ativados quando o crescimento da economia mundial acelera).

Em conjunto, esses dois elementos relacionados ao preço de produção do petróleo (custos de produção do produtor marginal e renda absoluta) aumentaram nas décadas de 1970 e 2000, décadas de preços de mercado elevados, e caíram nas décadas de 1980 e 1990, décadas de preços de mercado baixos. Isso indica que, apesar das fortes oscilações, os preços de mercado do petróleo seguem o preço de produção.

Os elevados preços da década de 2000 viabilizaram a forte expansão da produção de petróleo americana por meio do *fracking* e, com isso, os Estados Unidos iniciam a revolução do *shale*. Com base no esquema proposto em Fioritti (2016), tal piso, outrora garantido essencialmente pelos sauditas, passa a ser garantido pelos próprios americanos, reduzindo o poder de barganha daqueles em relação a estes últimos e, conseqüentemente, a renda de monopólio. Com a demanda desacelerada, e a oferta grande e elástica do

*shale*¹⁸, os produtores de custos mais elevados não são ativados, aumentando a amplitude da faixa de demanda na qual os preços de mercado tendem ao piso do preço de produção. Como resultado, os preços de mercado caem surpreendentemente a partir de 2014.

3 Efeitos da revolução do shale sobre a tendência dos preços até 2019

Diante da persistência de preços baixos e da não-intervenção saudita para elevá-los, passou-se a refletir sobre se aquele esquema de interpretação se mantinha adequado após a revolução do *shale*. Para entender a importância desse momento histórico no mercado de petróleo, podemos lembrar que em apenas dois momentos 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 (Ayoub, 1994; Torres Filho, 2004; Fioritti, 2016); o segundo caso foi o colapso de 1998-1999 (Rutledge, 2003; Yergin, 2014) decorrente da estratégia equivocada da OPEP em aumentar as quotas de produção em um contexto 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) devido a 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

¹⁸ Esta é uma ideia central para interpretar as mudanças que o *shale* trouxe para a dinâmica dos preços internacionais do petróleo. Trataremos dela com maior detalhe nas próximas seções e, para maiores detalhes, ver Fioritti (2016) e Roos (2019).

“óleo novo” no mercado é o histórico aliado saudita, os Estados Unidos, cujo aumento sem precedentes da produção 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 com o acordo OPEP+, no qual a Rússia e outros países não membros passaram a cooperar com o cartel (BORDOFF, 2018). Contudo, o efeito dessa estratégia foi basicamente nulo.

Diante do novo cenário, a hipótese apresentada em Roos (2019) é que a partir da consolidação do *fracking* como tecnologia dominante¹⁹ a Arábia Saudita deixa de se comprometer com um preço exógeno e o preço piso mais baixo converge automaticamente para os custos de produção nos Estados Unidos. Com isso, a tendência identificada inicialmente em Fioritti (2016) que apontara para uma redução da renda de monopólio saudita, foi, segundo Roos (2019), aprofundada. O autor identificou que esta renda, na verdade, deixou de existir entre 2014-2019, e a Arábia Saudita passou a auferir uma renda de natureza diferencial por ter custos de produção mais baixos.

O novo contexto sugere que a maior autonomia energética americana desfaz e torna desnecessário o arranjo definidor do preço piso, isto é, os Estados Unidos passam a ser um regulador automático das quantidades que rapidamente varia a sua produção fazendo o preço piso convergir para o seu custo, agora mais baixo (Figura 5).

¹⁹ O mesmo que técnica “socialmente necessária”. Trata-se de um conceito *econômico* cuja centralidade é a determinação dos preços de produção, ou seja, a técnica não precisa ser *tecnologicamente* dominante (EATWELL, 1990). É a técnica que opera o capital regulador dos preços de produção (SHAIKH, 2016).

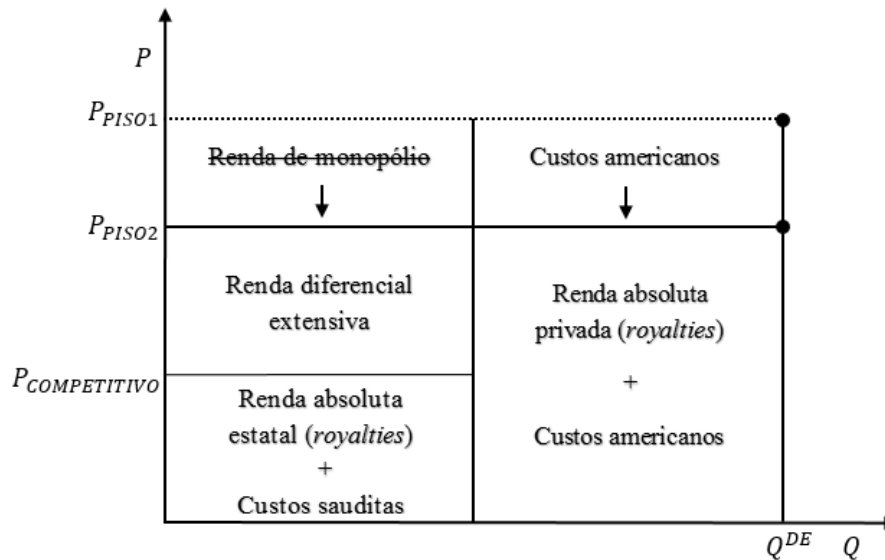


Figura 5: A redução do preço piso pós revolução do *shale*
 Fonte: Roos (2019).

A hipótese ilustrada na Figura 5 representa a perda de capacidade da Arábia Saudita em definir um preço de monopólio e desempenhar o papel de *swing producer* para cumprilo, uma vez consolidada a crescente concorrência advinda do *shale* americano e a mudança na tendência do preço piso de produção. Conforme mencionado acima, tal situação altera a natureza da renda saudita, 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).

A interpretação acima 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 “contradição saudita” e diz respeito às suas duas possíveis estratégias: (1) ao tentar forçar a definição de um preço piso exógeno 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 petrolífera – 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, (2) 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.

Com relação à primeira característica fundamental desta nova dinâmica observada no período em análise, 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. Assim, a vida útil do reservatório normalmente não ultrapassa cinco anos, enquanto em campos convencionais pode durar décadas²⁰. 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 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 do mercado, pois repercute sobre o processo de gravitação dos preços de mercado na direção do preço piso de produção, que

²⁰ 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.

notadamente passa a ser mais rápido. Por conseguinte, em condições normais de demanda, 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*.

No tocante à concorrência, no cenário de crescimento lento/moderado da demanda no período de análise prevalece uma situação de maior mobilidade de capitais, pois os atributos técnico-econômicos da produção *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 em relação aos projetos convencionais (*offshore*, sobretudo).

Em síntese, a produção de petróleo pela tecnologia não convencional representa um método produtivo diferenciado. 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 e regulação, por exemplo) que podem impactar a viabilidade dos projetos. Por outro, mudanças no grau de utilização da capacidade e a própria criação de nova capacidade mostraram-se muito mais ágeis.

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 “contradição 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 vendas²¹; 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. Portanto, manifesta-se um novo nível natural de preços para o qual o mercado internacional convergiu até 2019: aquele que remunera os custos de produção americanos e os *royalties* de seus proprietários de terra.

Nota-se, assim, que a revolução do *shale* aumentou o poder de barganha dos Estados Unidos em relação à OPEP, em geral, e à Arábia Saudita, em particular. Por conseguinte, argumentamos que passa a ser desnecessário o arranjo tácito mantenedor da rentabilidade dos produtores americanos, e a atuação saudita neste sentido seria contraditória do ponto de vista econômico. Adicionalmente, a abertura de capital da estatal petrolífera Saudi Aramco para investidores internacionais em 2019²² 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.

No que se refere ao papel dos Estados Unidos de supostamente ser o novo *swing producer* do mercado, parece prematuro 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 existe, 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.

²¹ 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.

²² Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco): Listed on Tadawul (ARAMCO, 2019).

Podemos, assim, observar 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 aumento significativo 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 essencialmente da rápida resposta da oferta americana a variações nos preços de mercado e da chamada “contradição saudita” após a revolução do *shale*.

4 Evidência empírica do novo piso e da gravitação

Há sinais empíricos indicando que na década de 2010 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* foi criada *vis-à-vis* outros métodos disponíveis no mercado. Esse processo sofreu 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.

Neste contexto, em 2018, Estados Unidos foi 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 se ter uma ideia, a cifra é três vezes maior que o montante investido nesse setor pela China²³.

A Figura 6 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

²³ Que, em contrapartida, é líder no total de investimentos em energia (considerando todas as fontes), com destaque para geração elétrica via renováveis.

década anterior (anos 2000) e representou um quarto do investimento global do setor entre 2018-2019.

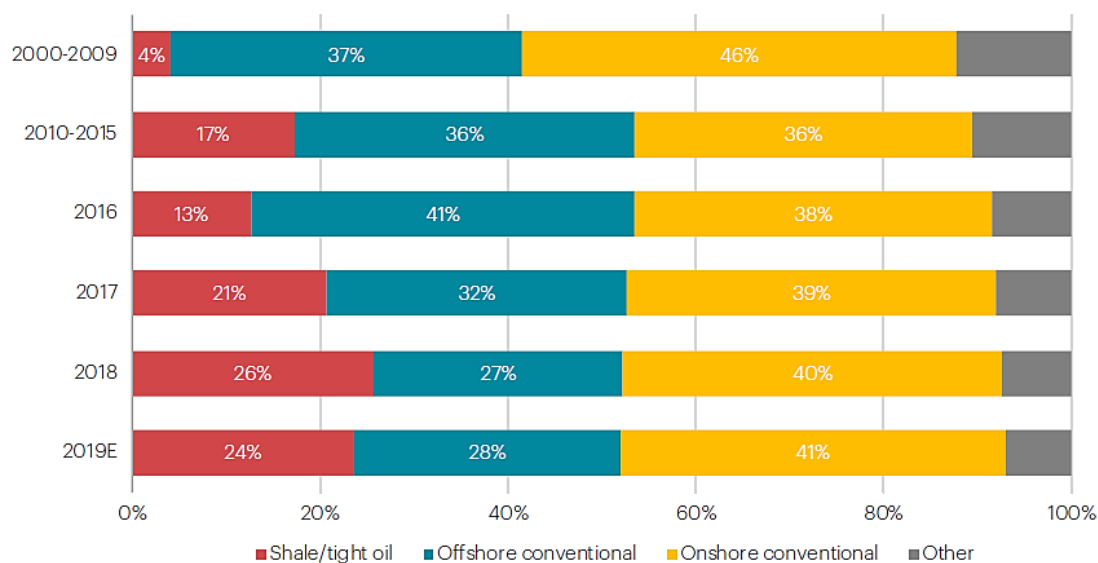


Figura 6: Participação no investimento total (mundo) em exploração e produção (*upstream*) de petróleo e gás por tipo de ativo – períodos selecionados
 Fonte: *World Energy Investment* (IEA, 2019, p. 85).

Outro fator importante foi 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), a principal fonte de crescimento da produção de *tight oil*; Shell e BP também aceleraram seus investimentos (IHS, 2019). 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 com maior grau de diversificação produtiva são menos afetadas por movimentos de curto prazo.

A pressão concorrencial do *shale* gerou 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, e o desenvolvimento de novos megaprojetos se mostrou menos comum. Imobilizar uma quantidade enorme de capital em um ambiente de concorrência crescente e de dúvidas quanto ao crescimento futuro da

demanda por petróleo mostrou-se 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, passaram a levar 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 variavam entre US\$ 120 e US\$ 230 milhões, a depender da profundidade e do tipo de formação geológica (EIA, 2016). Embora tais projetos explorem reservatórios cujo volume de óleo recuperável é consideravelmente superior se comparados ao *shale*, 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, por exemplo.

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, no período de análise, aumentou a persistência dos preços de mercado em torno do preço piso.

Com relação aos custos de produção americanos, a manifestação direta do progresso técnico ocorre em custos físicos de produção mais baixos, em parte resultantes 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 (EIA, 2016).

Outro fator explicativo para a redução de custos, de acordo com Curtis (2017), foi o aprimoramento do próprio processo de fratura hidráulica mediante o aumento da

quantidade e da pressão dos propantes²⁴ 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) 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, maior 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, consequentemente reduzindo os custos totais.

É importante notar que o conceito teórico de preço de produção (preço natural) aqui discutido é equivalente à terminologia de preço *breakeven* frequentemente utilizada no setor de petróleo. Da forma simples e precisa colocada por Plante e Patel (2019) define-se como o preço necessário para perfurar lucrativamente um novo poço. Na linguagem mais “empresarial”, significa o preço de venda que a combinado com os custos totais²⁵ ao longo da vida útil do projeto gera um valor presente líquido igual a zero, ou seja, lucro normal.

O Departamento de Pesquisa do *Federal Reserve* (Fed) de Dallas tem realizado levantamentos sistemáticos²⁶ 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*

²⁴ 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).

²⁵ E não apenas os custos variáveis (*lifting costs*). A tendência do preço de produção em longo período depende da dinâmica dos custos durante o ciclo completo do projeto, pois em última instância a criação da capacidade produtiva necessária para atender a demanda efetiva implica em desenvolver novos campos.

²⁶ *Dallas Fed Energy Survey*. Disponível em: <https://www.dallasfed.org/research/surveys/des> (acesso ago. 2019).

áreas em que sua firma está ativa, qual o preço do petróleo WTI necessário para perfurar lucrativamente um novo poço? (Tradução livre). A Figura 7 apresenta os resultados.

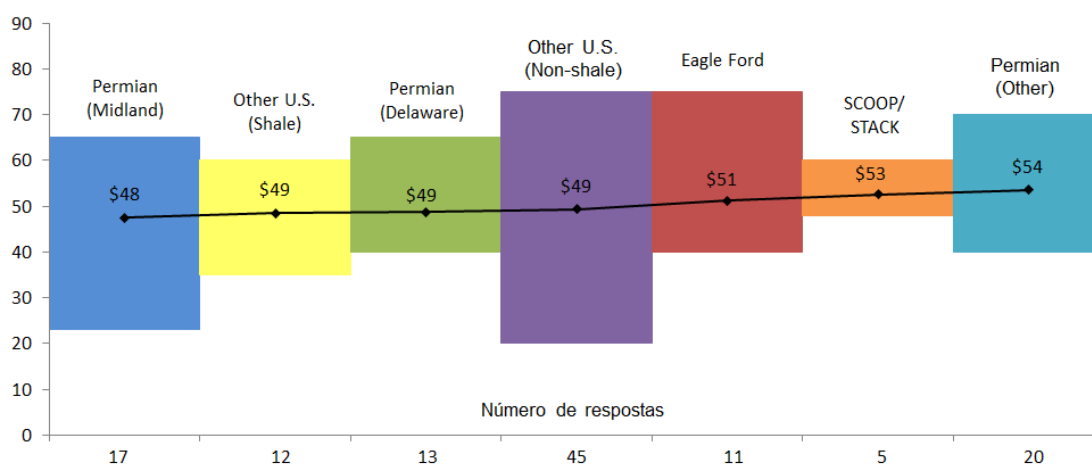


Figura 7: Preço *breakeven* (US\$ barril) e faixas de variação em diferentes regiões produtoras (2019)

Fonte: *Dallas Fed Energy Survey* (DALLAS FED, 2019).

De acordo com a pesquisa, o preço de produção médio variava 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 8 mostra que em poucos anos o *breakeven* médio caiu do patamar de 70 dólares para a faixa dos 50²⁷. Apesar 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*.

²⁷ 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.

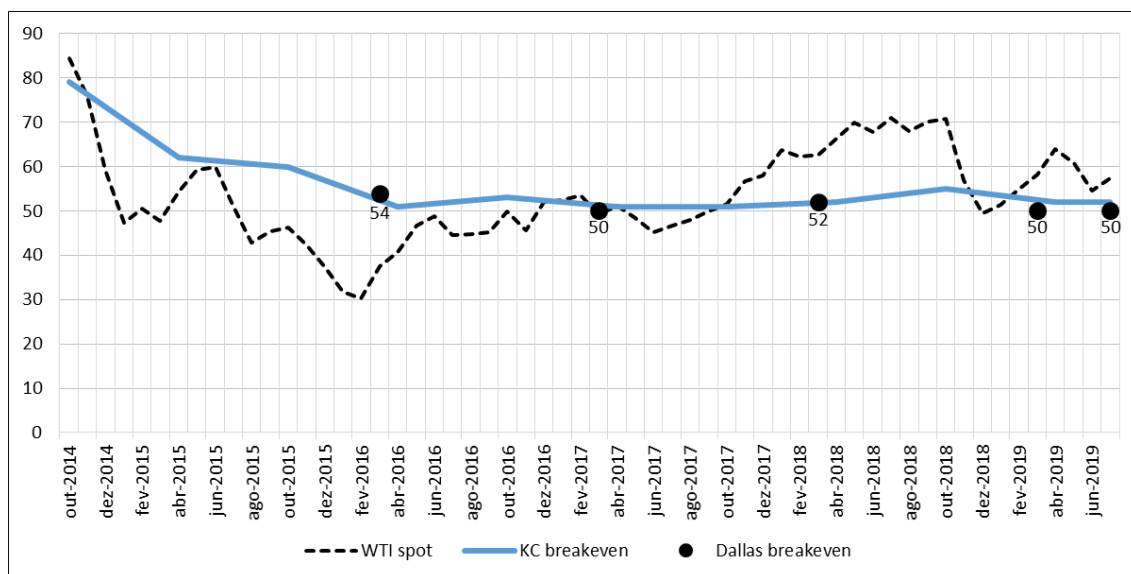


Figura 8: Preço de produção (*breakeven*) nos Estados Unidos levantado pelo *Federal Reserve* de Kansas City e Dallas e preço *spot* do barril tipo WTI (US\$) – outubro de 2014 a julho de 2019
 Fonte: Elaboração própria com dados de KC FED (2019), DALLAS FED (2019) e EIA (2022).

Este período marcou a consolidação dos Estados Unidos como importante país *exportador* de petróleo e derivados, fato que somado ao acelerado crescimento das importações chinesas gerou dinamismo ao comércio internacional de combustíveis. No final de 2015, a revogação do banimento de exportações de petróleo bruto que vigorava desde 1975 deu ímpeto ao crescimento das exportações americanas²⁸.

Após sucessivos acréscimos, chegando a aumentar 20% em 2018 e 15% em 2019 (em relação ao ano anterior), os Estados Unidos passaram a ser o terceiro maior exportador de petróleo e derivados²⁹ conjuntamente – atrás apenas de Arábia Saudita e Rússia (BP, 2021). Esse resultado foi impulsionado principalmente pelas exportações de petróleo bruto, que em poucos anos passaram de praticamente zero para o patamar de 3 milhões de barris diários – equivalente à toda produção brasileira (EIA, 2022).

²⁸ Cf. EIA (2015) sobre a retirada da legislação proibitiva a exportações de petróleo bruto.

²⁹ Entre os produtos exportados em 2019 (exclusive óleo cru), foi registrada a seguinte composição: diesel (24%), propano (20%), gasolina (15%), líquidos de gás natural (exceto propano, 13%); querosene de aviação (4%); óleo combustível residencial (4%), outros (20%). No mesmo ano, os principais mercados consumidores desses produtos foram México, Canadá, Coréia do Sul, Japão, e Brasil, nesta ordem e com distintas composições demandadas (EIA, 2022).

A entrada dos Estados Unidos no grupo de exportadores, ao aumentar a concorrência no mercado internacional, foi mais um elemento “disciplinador” dos preços de mercado, que, de acordo com a análise proposta neste trabalho, no período 2014-2019 gravitaram em torno do preço piso de produção do *shale*.

5 Conclusão

O artigo forneceu uma interpretação para a tendência de queda dos preços internacionais do petróleo entre 2014-2019. Para tanto, foi utilizado como arcabouço teórico a abordagem clássica do excedente, cujo foco é a análise estrutural dos preços baseada na tecnologia e nos custos de produção. Este enfoque reúne elementos teóricos e institucionais, tão importantes no funcionamento deste mercado.

A partir das ferramentas fornecidas pela teoria clássica da renda foi apresentado um esquema interpretativo das condições estruturais de produção e como elas se refletem nos preços. Por meio da análise institucional, foi possível evidenciar como a histórica relação político-militar entre Arábia Saudita e Estados Unidos influencia os determinantes estruturais do preço de produção do petróleo.

Nesta perspectiva, demonstramos que a utilização do *fracking* para produção de hidrocarbonetos em território norte-americano representou uma mudança tecnológica estrutural que, além de levar o país ao posto de maior produtor mundial de petróleo, afetou, no período de 2014-2019, a determinação do preço de produção desta mercadoria no mercado internacional.

Do ponto de vista da análise empírica, identificamos que no período estudado os preços de mercado do petróleo gravitaram em torno de níveis consistentes com a lucratividade dos investimentos realizados em grande parte dos reservatórios *shale*. Ou seja, a determinação do preço piso de produção passou a depender da gravitação que ocorre em torno dos custos de produção do *shale* americano. Este processo foi facilitado graças principalmente à oferta grande e elástica do produto, cuja rapidez em ser levada ao

mercado permitiu não apenas atender a política de segurança energética do país, mas também afetar as quantidades e os preços transacionados no mercado internacional.

Conseqüentemente, podemos inferir que a mudança tecnológica norte-americana e a maior autonomia energética do país modificaram os termos da sua relação econômica com a Arábia Saudita, trazendo contradições para o histórico papel deste último país de ter sido, em última instância, o regulador de quantidades e preços no mercado internacional – o *swing producer*. Como resultado, o novo cenário conferiu aos Estados Unidos importante autonomia em relação à OPEP e à Arábia Saudita para assegurar a rentabilidade de sua indústria petrolífera doméstica, objetivo perseguido historicamente pelo país.

Em síntese, sob a ótica da abordagem teórica proposta, foi possível identificar uma importante mudança estrutural no período 2014-2019, que evidenciou o papel da tecnologia para a tendência de queda dos preços de produção do petróleo.

Contudo, a partir de 2020 o mercado de petróleo vem sendo impactado por diversos acontecimentos no cenário internacional, entre os quais podemos destacar a pandemia de SARS-CoV-2 e recentemente o conflito militar entre Rússia e Ucrânia. Passou a predominar elevada volatilidade de preços ocasionada tanto por fatores de demanda, quanto de oferta. Por exemplo, em abril de 2020, com a recessão que se avizinhava, os contratos de petróleo no mercado futuro chegaram a alcançar patamares negativos. Já em 2022, por outro lado, os preços voltaram a superar o patamar de 100 dólares após turbulências no fornecimento de petróleo, sobretudo em função das sanções impostas à Rússia. Uma vez que as transformações recentes são intensas e que parte dos fatores que têm impactado o preço do petróleo são de natureza conjuntural, consideramos que os episódios mais atuais fogem do escopo deste trabalho, sendo requeridos estudos específicos para examiná-los.

Referências

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.

ARAMCO, Saudi Arabian Oil Company. **Saudi Aramco**: Listed on Tadawul. December, 11, 2019. Disponível em: <https://www.aramco.com/-/media/images/investors/saudi-aramco-listed-on-tadawul.pdf>

AYOUB, A. Oil: Economics and Politics. **Energy Studies Review**, vol. 6, n.1, pp. 47-60, 1994.

BORDOFF, J. **The American Energy Superpower**. Foreign Affairs, 2017.

BORDOFF, J. **This Isn't Your Father's OPEC Anymore**. Foreign Policy, 2018.

BP. **Statistical Review of World Energy 2021**. Full Report, 70th Edition. London, 2021.

BRANCO, P.M. **Gás do "Xisto"**. Serviço Geológico do Brasil, CPRM, 2014.

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.

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

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

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** (April 2022). Washington, DC, 2022.

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

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.

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

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

IHS. **The next wave of Permian Basin growth driven by Majors**. IHS Markit Energy Expert, 2019.

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

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

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. **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.

MEDEIROS, C.A. **Natural Resource Nationalism and Development Strategies**. Paper elaborated for ESHET 2012 Conference, St. Petersburg, 17-19th May 2012.

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.

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.

PLANTE, M.D.; PATEL, K. **Breakeven Oil Prices Underscore Shale's Impact on the Market**. Energy Research. Federal Reserve Bank of Dallas, 2019.

PROPANTE. In: FERNÁNDEZ, E.; PEDROSA, O.A; PINHO, A.C. **Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa**, 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.

RONCAGLIA, A. **The International Oil Market**. London: Macmillan, 1985.

RONCAGLIA, A. Oil and its markets. **PSL Quarterly Review**, vol. 68 n. 273, pp. 151-175, 2015.

ROOS, B.C. **Efeitos da revolução do shale nos Estados Unidos sobre o preço de produção internacional do petróleo**. Tese Doutorado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2019.

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.

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. 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.

SHAIKH, A. **Capitalism: Competition, Conflict, Crises**. New York: Oxford University Press, 2016.

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.

TORRES FILHO, E.T. O Papel do Petróleo na Geopolítica Americana. In: FIORI, J.L. (org.) **O Poder Americano**. Petrópolis: Vozes, 2004.

YERGIN, D. **A Busca: energia, segurança e reconstrução do mundo moderno**. São Paulo: Intrínseca, 2014.