

# Petróleo e o Reequilíbrio de Mercado: um modelo econométrico de projeção de preços

Thiago Trafane Oliveira Santos

Abril, 2016

## Trabalhos para Discussão



# 429

ISSN 1519-1028  
CGC 00.038.166/0001-05

Trabalhos para Discussão	Brasília	n° 429	abril	2016	p. 1-50
--------------------------	----------	--------	-------	------	---------

# *Trabalhos para Discussão*

Editado pelo Departamento de Estudos e Pesquisas (Depep) – *E-mail*: workingpaper@bcb.gov.br

Editor: Francisco Marcos Rodrigues Figueiredo – *E-mail*: francisco-marcos.figueiredo@bcb.gov.br

Assistente Editorial: Jane Sofia Moita – *E-mail*: jane.sofia@bcb.gov.br

Chefe do Depep: Eduardo José Araújo Lima – *E-mail*: eduardo.lima@bcb.gov.br

Todos os Trabalhos para Discussão do Banco Central do Brasil são avaliados em processo de *double blind referee*.

Reprodução permitida somente se a fonte for citada como: Trabalhos para Discussão nº 429.

Autorizado por Altamir Lopes, Diretor de Política Econômica.

## **Controle Geral de Publicações**

Banco Central do Brasil

Comun/Dipiv/Coivi

SBS – Quadra 3 – Bloco B – Edifício-Sede – 14º andar

Caixa Postal 8.670

70074-900 Brasília – DF

Telefones: (61) 3414-3710 e 3414-3565

Fax: (61) 3414-1898

*E-mail*: editor@bcb.gov.br

As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente do(s) autor(es) e não refletem, necessariamente, a visão do Banco Central do Brasil.

Ainda que este artigo represente trabalho preliminar, citação da fonte é requerida mesmo quando reproduzido parcialmente.

*The views expressed in this work are those of the authors and do not necessarily reflect those of the Banco Central or its members.*

*Although these Working Papers often represent preliminary work, citation of source is required when used or reproduced.*

## **Divisão de Atendimento ao Cidadão**

Banco Central do Brasil

Deati/Diate

SBS – Quadra 3 – Bloco B – Edifício-Sede – 2º subsolo

70074-900 Brasília – DF

DDG: 0800 9792345

Fax: (61) 3414-2553

Internet: <<http://www.bcb.gov.br/?FALECONOSCO>>

# Petróleo e o Reequilíbrio de Mercado: um modelo econométrico de projeção de preços\*

Thiago Trafane Oliveira Santos\*\*

## Resumo:

*Este Trabalho para Discussão não deve ser citado como representando as opiniões do Banco Central do Brasil. As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente do(s) autor(es) e não refletem, necessariamente, a visão do Banco Central do Brasil.*

Atualmente no mercado de petróleo, a principal pergunta é: qual será o comportamento dos preços do petróleo a fim de garantir o reequilíbrio do mercado? Para responder a essa questão, foi desenvolvido um modelo de precificação alternativo ao *Hotelling model*. Neste modelo alternativo, as empresas produtoras não pertencentes à OPEP produzem o máximo possível, existem especuladores e o equilíbrio de mercado só é avaliado a longo prazo, de modo que a relação entre os preços de diferentes maturidades é mais flexível que a sugerida pelo *Hotelling model*, com o modelo alternativo fornecendo justificativas para o formato geral da curva de preços futuros. Esse modelo alternativo foi, então, integrado ao modelo de simulação do excesso de oferta global aqui desenvolvido e ao preço de longo prazo por este gerado, possibilitando a estimação dos preços correntes. Os resultados encontrados sugerem que (1) o cenário atual de excesso de oferta global deve se reverter apenas a partir de 2017 e (2) o preço WTI deve ingressar em uma trajetória de recuperação, convergindo para US\$65 em 2020.

**Palavras-chave:** petróleo, oferta e demanda, Hotelling, equilíbrio de mercado, projeção de preços

**Classificação JEL:** L71, Q41, Q47

---

\* Agradeço aos colegas do Banco Central do Brasil Alisson Curatola de Melo, Caio Rangel Praes, Ivan Fecury Sydriao Ferreira e Laura Soledad Cutruffo Comparini pelos valiosos comentários.

\*\* Departamento Econômico, Banco Central do Brasil. E-mail: thiago.trafane@bcb.gov.br

## 1. Introdução

Atualmente no mercado de petróleo, a principal pergunta é: qual será o comportamento dos preços do petróleo a fim de garantir o reequilíbrio do mercado? Para responder a essa questão, foi utilizado um modelo de precificação alternativo ao *Hotelling model*. Neste modelo alternativo, as empresas produtoras não pertencentes à OPEP produzem o máximo possível, existem especuladores e o equilíbrio de mercado só é avaliado a longo prazo, de modo que a relação entre os preços de diferentes maturidades é mais flexível que a sugerida pelo *Hotelling model*, com o modelo alternativo fornecendo justificativas para o formato geral da curva de preços futuros. Esse modelo de precificação foi, então, integrado ao modelo de simulação do excesso de oferta global aqui desenvolvido e ao preço de longo prazo por este gerado, possibilitando a estimação dos preços correntes. Os resultados indicam que as cotações devem ingressar em uma trajetória de recuperação, com o preço do petróleo tipo *West Texas Intermediate* (WTI) convergindo para US\$65 em 2020.

Esse questionamento quanto aos preços deriva do momento atual do mercado. Segundo a *U.S. Energy Information Administration* (EIA), no âmbito do *Short-Term Energy and Winter Fuels Outlook* (STEO) de janeiro de 2016, o excesso de oferta global de combustíveis líquidos era de 1,6 milhões de barris por dia (bpd) em dezembro de 2015, algo como 1,6% da oferta mundial. Esse cenário tem pressionado os preços do petróleo, que caíram cerca de 70% entre meados de 2014 e as primeiras semanas de 2016, especialmente a partir de novembro de 2014, quando a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP ou, em inglês, OPEC) decidiu não cortar sua meta de produção, mesmo diante dos sinais de excesso de oferta. Afinal, com essa decisão o cartel indicou que deixaria de atuar para que o preço ficasse dentro de um intervalo desejado e passaria a focar na manutenção da participação de mercado (*WORLD BANK*, 2015, p.156)<sup>1</sup>, algo semelhante ao ocorrido em meados da década de 1980 (*WORLD BANK*, 2015, p.155). Por isso, o equilíbrio de mercado deve vir dos mecanismos clássicos de ajustamento, isto é, da redução da produção, principalmente dos produtores de mais alto custo, e do aumento do consumo estimulados pelos preços mais baixos.

---

<sup>1</sup> Essa preocupação com a participação do mercado não parece descabida, já que, segundo dados do STEO-EIA de janeiro de 2016, a participação do cartel caiu cerca de 3 pontos percentuais entre meados de 2012 e fins de 2014, principalmente para os EUA.

O restante do trabalho está organizado da seguinte forma. Na seção 2 é apresentada uma revisão da literatura. Na seção 3 é feita a discussão a respeito dos modelos de precificação, quando será proposto um modelo alternativo ao *Hotelling model*. Na seção 4 o modelo de simulação do excesso de oferta global é apresentado. A partir de tal metodologia de simulação, o preço de longo prazo é estimado na seção 5. Na seção 6 é feita a projeção do preço *spot*, considerando o modelo de precificação alternativo, o modelo de simulação do excesso de oferta e o preço de longo prazo que foram apresentados nas seções anteriores. Por fim, na seção 7, temos a conclusão.

## **2. Modelos aplicados ao mercado de petróleo: um panorama da literatura**

Em Huntington et al. (2013) é possível encontrar uma revisão da literatura sobre modelos aplicados ao mercado de petróleo desde o início da década de 1970. Com base nessa revisão, os autores categorizam os modelos em três grandes grupos: modelos estruturais, modelos computacionais e modelos da forma reduzida/modelos financeiros.

Os modelos estruturais, como o de Benes et al. (2015), consideram, na sua essência, as teorias microeconômicas a fim de caracterizar os objetivos, as restrições e os comportamentos dos agentes do mercado (HUNTINGTON et al., 2013, p.3). Os modelos computacionais, como o próprio STEO da EIA, se baseiam também em teorias estruturais, mas consideram agentes e interações mais detalhadas e complexas (HUNTINGTON et al., 2013, p.6). Por fim, os modelos da forma reduzida/modelos financeiros são tipicamente não estruturais do ponto de vista da teoria microeconômica tradicional, se baseando em teorias financeiras e técnicas estatísticas (HUNTINGTON et al., 2013, p.6). No âmbito desses últimos modelos, uma técnica comumente utilizada é a de modelos de Vetores Autoregressivos (VAR), como nos trabalhos de Alquist, Kilian e Vigfusson (2013) e de Beckers e Beidas-Strom (2015).

Dado o objetivo do trabalho e o momento atual de mudança da estratégia da OPEP, um modelo estrutural parece ser o mais adequado. Contudo, os modelos estruturais existentes apresentam três deficiências básicas, que serão aqui exploradas. Em primeiro lugar, conforme argumentado em Huntington et al. (2013, p.5-6), os modelos estruturais existentes privilegiam, no lado da oferta, os países da OPEP. No

entanto, no período atual deve-se focar nos demais países, já que são eles que irão ajustar a produção.

Em segundo lugar, os modelos estruturais são usualmente construídos em bases anuais ou trimestrais, com dados em frequência mais alta sendo utilizados apenas em modelos da forma reduzida (HUNTINGTON et al., 2013, p.29), o que tende a prejudicar a capacidade preditiva do modelo. Para exemplificar esse ponto, comparamos o desempenho do passeio aleatório em bases anuais e do passeio aleatório em bases diárias na projeção do preço médio anual do WTI. Os resultados, com base nos dados entre 1998 e 2015 para o segundo contrato de vencimento mais próximo existente, conhecido simplesmente por preço de segundo contrato, indicam que a capacidade preditiva do primeiro modelo é muito inferior<sup>2</sup>.

Em terceiro lugar, seguindo Huntington et al. (2013), os modelos estruturais costumam assumir que o mercado se encontra equilibrado em cada período (por exemplo, ver Benes et al., 2015, p.212). Essa hipótese pode ser razoável quando se trabalha com dados de baixa frequência (anuais, por exemplo) e em períodos em que a OPEP trabalha para equilibrar o mercado. Contudo, no contexto atual e considerando dados de alta frequência, tal hipótese não parece ser adequada, como será discutido.

### **3. Modelos de precificação**

#### **3.1. Hotelling model**

Desenvolvido originalmente em Hotelling (1931)<sup>3</sup>, tal modelo analisa um mercado competitivo em que se negocia um recurso não renovável e não perecível (petróleo, por exemplo), sendo que os direitos de propriedade são seguros. Para facilitar a exposição, vamos supor que existem apenas dois períodos: inicial (período 0) e final (período 1). O produtor (*PROD*) deve, então, decidir se produz e vende no período inicial ( $(P, V)_0$ ) ou se produz e vende no período final ( $(P, V)_1$ ). Sendo  $P_i$  o preço no período inicial para produtos entregues no período  $i$  ( $P_1$ , portanto, pode ser interpretado como uma cotação nos mercados futuros),  $C$  o custo de extração do recurso, e  $r$  a taxa

---

<sup>2</sup> Por exemplo, o Erro Quadrático Médio do modelo anual é cinco vezes maior que o do modelo diário.

<sup>3</sup> Para um resumo das contribuições do trabalho de Hotelling (1931) e de algumas das contribuições posteriores que surgiram a partir desse trabalho, ver Devarajan e Fisher (1981).

de juros entre os dois períodos, temos que o valor presente líquido (VPL) das duas opções é:

$$VPL_{(P,V)_0}^{PROD} = P_0 - C$$

$$VPL_{(P,V)_1}^{PROD} = \frac{P_1 - C}{1+r}$$

Assim, se  $VPL_{(P,V)_0}^{PROD} > VPL_{(P,V)_1}^{PROD}$ , o produtor produzirá e venderá apenas no período inicial, o que levará ao aumento dos preços no período final e à redução dos preços no período inicial. Desse modo, no equilíbrio, temos:

$$VPL_{(P,V)_0}^{PROD} = VPL_{(P,V)_1}^{PROD}$$

$$r = \frac{P_1 - C}{P_0 - C} - 1 \quad (I)$$

Ou seja, o crescimento da margem de lucro deve ser igual à taxa de juros. Em muitos casos, supõe-se que o custo de extração é desprezível, o que nos levaria a concluir que o crescimento dos preços deve ser igual à taxa de juros. Os preços exatos de equilíbrio em cada período dependerão da função demanda e do tamanho das reservas de petróleo, que são supostos conhecidos, mas respeitarão sempre a relação apresentada na equação I.

### 3.2. Um modelo alternativo

Diante da diversidade de formatos das curvas de preços futuros de petróleo presentes nos mercados financeiros, a equação I e, assim, o próprio *Hotelling model* parecem não ser adequados nesse caso. De fato, as evidências empíricas quanto à adequação do modelo de Hotelling para produtos minerais não parecem ser sólidas (THOMPSON, 2001, p.134). De um lado, temos que 40% da produção mundial de combustíveis líquidos, segundo dados do STEO-EIA de janeiro de 2016 para o ano de 2015, se devem à OPEP, cujos objetivos não parecem ser imutáveis ao longo do tempo, como o período atual evidencia, e cujo grau de cooperação entre os membros parece

também se alterar com o tempo<sup>4</sup>. Nesse sentido, no caso do OPEP, é necessário adotar uma trajetória de produção coerente com a estratégia corrente do cartel.

De outro lado, no que tange aos 60% restantes, três questões se destacam. Em primeiro lugar, a hipótese de que os direitos de propriedade são seguros pode não ser sempre válida, como os casos de estatização de empresas privadas evidenciam (para alguns exemplos, ver Wirl, 2008, p.1033). Nessas condições, os ofertantes têm um incentivo para exaurir suas reservas de petróleo mais rapidamente, produzindo maiores volumes nos períodos iniciais (LONG, 1975, p.50). Em segundo lugar, segundo Thompson (2001, p.135), as leis da física impõem restrições à capacidade de extração de petróleo de um poço. Devido a essas restrições, o barril não produzido hoje aumenta os volumes futuros de produção em apenas uma pequena quantidade e espalhados por toda a longa vida de um poço de petróleo (THOMPSON, 2001, p.136). Dessa forma, tendo em vista a falta de contratos futuros para todos os períodos da vida de um poço, especialmente para prazos muito longos, a decisão de produção terá que considerar o risco dos preços, que tende, pois, a ser maior para preços de mais longo prazo. Nessas condições, como demonstrado em Weinstein e Zeckhauser (1975, p.386), o produtor avesso ao risco tende a exaurir suas reservas mais rapidamente. Em terceiro lugar, pode haver restrições de crédito, o que tende a ser especialmente relevante no contexto descrito de restrições na capacidade de extração, já que, como indicado em Thompson (2001, p.141), uma redução da produção atual só será compensada após muitos anos. Nessas condições, a opção de produzir menos no período atual e mais no futuro pode não estar disponível.

Diante do exposto, parece razoável supor que os produtores que não fazem parte da OPEP maximizam o lucro de curto prazo<sup>5</sup>, o que é congruente com as evidências empíricas apresentadas em Pesaran (1990, p.379). Além disso, como são individualmente pequenos em relação ao mercado, serão considerados tomadores de preço. Por fim, o custo de extração será considerado desprezível, já que, como argumentado em Thompson (2001, p.135-136), esses custos são muito baixos frente aos

---

<sup>4</sup> Para um modelo teórico que tenta explicar as mudanças no grau de cooperação, ver Wirl (2008, p.1035).

<sup>5</sup> Existe ampla literatura que busca flexibilizar as hipóteses do modelo de Hotelling e que, assim, chega a conclusões diferentes (ver, por exemplo, Long, 1975; Weinstein e Zeckhauser, 1975; Thompson, 2001). Em cada um desses trabalhos, contudo, apenas uma ou outra hipótese do modelo de Hotelling é flexibilizada. No entanto, como foi argumentado aqui, várias hipóteses desse modelo não parecem adequadas, sugerindo que a própria maximização intertemporal deve ser descartada. Nesse sentido, apesar desses trabalhos fornecerem *insights* importantes, eles não parecem descrever adequadamente o comportamento do mercado de petróleo.

custos de perfuração de um poço, sendo basicamente impossível que o preço do petróleo caia abaixo de tais custos de extração. Nesse contexto, cada produtor irá, a cada período, produzir e vender o máximo permitido pela técnica de extração, o que parece ser a hipótese padrão adotada por profissionais do ramo de petróleo, inclusive pela EIA (THOMPSON, 2001, p.136). Assim, impactos dos preços na produção só ocorrerão à medida que os novos preços impactarem as decisões de investimento e, assim, a capacidade de extração futura. Desse modo, como indicado em Ringlund et al. (2008, p.374), os investimentos na prospecção de petróleo tendem a reagir mais rapidamente do que a produção às condições de mercado, como o período atual evidencia.

Nesse sentido, a atuação dos produtores não pertencentes à OPEP não impõe nenhuma relação entre preços presente e futuro. No âmbito do modelo alternativo, tal relação é imposta pela atuação dos aqui denominados especuladores (*ESPEC*), que são os agentes interessados no produto para fins de arbitragem. Esse grupo tem três opções, considerando novamente um modelo de apenas dois períodos e um produto não perecível. Em primeiro lugar, ele pode comprar o produto ao preço corrente, estocar e vender no futuro  $((C, E)_0; (V)_1)$ . Em segundo lugar, ele pode alugar o produto de outro especulador, vender ao preço corrente e comprar no futuro, devolvendo o ativo para seu dono no período final  $((A, V)_0; (C)_1)$ . Em terceiro lugar, ele pode comprar o produto, alugar para outro especulador e vender no período final, quando o ativo será devolvido  $((C, A)_0; (V)_1)$ . Assim, sendo  $H$  o custo de estocagem e  $A$  o custo do aluguel, temos:

$$VPL_{(C,E)_0;(V)_1}^{ESPEC} = -(P_0 + H) + \frac{P_1}{(1+r)}$$

$$VPL_{(A,V)_0;(C)_1}^{ESPEC} = (-A + P_0) - \frac{P_1}{(1+r)}$$

$$VPL_{(C,A)_0;(V)_1}^{ESPEC} = (-P_0 + A) + \frac{P_1}{(1+r)}$$

$$VPL_{(C,E)_0;(V)_1}^{ESPEC} > 0 \Leftrightarrow \frac{P_1}{(1+r)} > (P_0 + H)$$

$$VPL_{(A,V)_0;(C)_1}^{ESPEC} > 0 \Leftrightarrow \frac{P_1}{(1+r)} < (P_0 - A)$$

$$VPL_{(C,A)_0;(V)_1}^{ESPEC} > 0 \Leftrightarrow \frac{P_1}{(1+r)} > (P_0 - A)$$

Note que  $VPL_{(A,V)_0;(C)_1}^{ESPEC} > 0 \leftrightarrow VPL_{(C,A)_0;(V)_1}^{ESPEC} < 0$  e  $VPL_{(C,A)_0;(V)_1}^{ESPEC} > 0 \leftrightarrow VPL_{(A,V)_0;(C)_1}^{ESPEC} < 0$ . Ou seja, quando há demanda por aluguel, não há oferta; por outro lado, quando há oferta, não há demanda. Isso explicaria a argumentação, muitas vezes utilizada por operadores de mercado, de que a operação de *short selling* não é efetuada frequentemente devido à dificuldade de se alugar o ativo.

Portanto, é necessário considerar apenas a arbitragem a partir da estocagem. Nesse contexto, se  $\frac{P_1}{(1+r)} > (P_0 + H)$ , os especuladores comprarão no período corrente para vender no futuro. Desse modo, o preço no período corrente aumentará e o preço futuro recuará. O processo cessará apenas quando  $\frac{P_1}{(1+r)} \leq (P_0 + H)$ . Assim, temos que:

$$\left(\frac{P_1}{(1+r)} - P_0\right) \leq H \text{ (II)}$$

Assim sendo, o modelo alternativo, diferentemente do *Hotelling model*, não sugere uma relação rígida entre os preços futuro e corrente, sendo, dessas forma, mais adequado para o mercado de petróleo.

Podemos, então, passar à definição dos preços. Como é tradicional, o preço será o mecanismo responsável pelo equilíbrio de mercado. Contudo, no mercado de petróleo, a demanda para consumo e a oferta reagem mais intensamente ao preço apenas a longo prazo (WIRL, 2008, p.1031), o que é especialmente verdade no período atual em que a OPEP não parece disposta a equilibrar o mercado. Assim, o *market clearing* deve ser avaliado apenas no longo prazo, o que, como destacado na seção 2, é costumeiramente ignorado em abordagens estruturais.

Nesse contexto, o preço de equilíbrio será definido como aquele que estabiliza o excesso de oferta global no longo prazo. Suponha, então, que as decisões de investimento e consumo consideram os preços correntes defasados, o que é consistente com a evidência empírica de que as expectativas de preços nesse mercado são formadas de maneira adaptativa e não racional (PESARAN, 1990, p.387). Nesse sentido, o preço atual deve oscilar no curto prazo de modo a garantir que o excesso de oferta global desapareça, quando o preço convergir para o equilíbrio. De modo mais concreto, sendo  $P_t^{spot}$  a cotação *spot* no período  $t$  preço,  $P_t^{LP}$  a cotação de longo prazo no período  $t$ ,  $E_t[Exc\_Oferta_{LP}]$  a expectativa do mercado, no período  $t$ , quanto ao excesso de oferta

no longo prazo se o preço de equilíbrio vigorasse sempre a partir do período  $t$  e  $\theta_p$  um parâmetro positivo, vamos assumir que:

$$\left(\frac{P_t^{spot}}{P_t^{LP}} - 1\right) = -\theta_p E_t[Exc\_Oferta_{LP}] \quad (III)$$

Contudo, a relação entre os preços futuro e corrente é limitada pela inequação II:

$$\frac{P_t^{LP}}{(1+r)} - P_t^{spot} \leq H$$

$$\left(\frac{P_t^{spot}}{P_t^{LP}}\right) \geq \frac{1}{(1+r)} - \frac{H}{P_t^{LP}} \quad (IV)$$

Importante notar que, aqui,  $r$  e  $H$  representam, respectivamente, uma taxa de juros de longo prazo e o custo de estocagem para períodos longos. Seja, então,  $r_{cp}$  uma taxa de curto prazo e  $H_{cp}$  o custo de estocagem para períodos curtos, de modo que  $(1+r) = (1+r_{cp})^n$  e  $H = H_{cp} * n$ , onde  $n$  é o número de períodos curtos que equivalem ao período longo. Substituindo essas expressões em IV, temos:

$$\left(\frac{P_t^{spot}}{P_t^{LP}}\right) \geq \frac{1}{(1+r_{cp})^n} - \frac{H_{cp}*n}{P_t^{LP}} \quad (V)$$

Como o lado esquerdo da inequação V é não negativo e  $\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{(1+r_{cp})^n} - \frac{H_{cp}*n}{P_t^{LP}} = -\infty$ , verifica-se que, para valores suficientemente grandes de  $n$ , a inequação V será sempre satisfeita, não havendo possibilidade de arbitragem. Como se está analisando aqui a relação entre preço corrente e de longo prazo, vamos considerar que  $n$  é suficientemente grande. Com isso, a equação III pode ser mantida. Nesse ponto, é importante notar que tal equação, ao explicar a diferença entre o preço de longo prazo e o preço *spot*, acaba por fornecer uma justificativa para o formato geral da curva de preços futuros estar em alguns momentos em *contango* e em outros em *backwardation*.

Quanto à variável latente  $E_t[Exc\_Oferta_{LP}]$ , será suposto que, no longo prazo, a esperança de  $E_t[Exc\_Oferta_{LP}]$  é igual ao valor efetivo do excesso de oferta. Ou seja, no equilíbrio, quando o valor esperado do excesso de oferta é estável e igual a zero, não existem erros sistemáticos de expectativa. Essa hipótese, além de razoável, torna a

equação III coerente com o argumento comumente apresentado por analistas de mercado de que mercados em déficit (superávit) são tipicamente acompanhados de curvas de preços futuros em *backwardation (contango)* (por exemplo, ver *Deutsche Bank*, 2016, p.1). De modo mais formal, será utilizado um Mecanismo de Correção de Erro (MCE). Sendo  $Exc\_Oferta_t$  o excesso de oferta efetivo no período  $t$ , *do* a defasagem de observação do dado de excesso de oferta efetivo,  $\theta_{exc}$  um parâmetro positivo e  $\varepsilon_t^{exc}$  um choque aleatório, temos:

$$d(E_t[Exc\_Oferta_{LP}]) = -\theta_{exc}(E_{t-1}[Exc\_Oferta_{LP}] - Exc\_Oferta_{t-do}) + \varepsilon_t^{exc} \text{ (VI)}$$

Note que, da equação III, temos que:

$$E_t[Exc\_Oferta_{LP}] = \left(-\frac{1}{\theta_p}\right) \left(\frac{P_t^{spot}}{P_t^{LP}} - 1\right) \text{ (VII)}$$

Substituindo a equação VII na equação VI, podemos verificar que:

$$d\left[\left(\frac{P_t^{spot}}{P_t^{LP}} - 1\right)\right] = -\theta_{exc} \left(\frac{P_{t-1}^{spot}}{P_{t-1}^{LP}} - 1\right) - \theta_{exc}\theta_p(Exc\_Oferta_{t-do}) + \varepsilon_t^{exc} \text{ (VIII)}$$

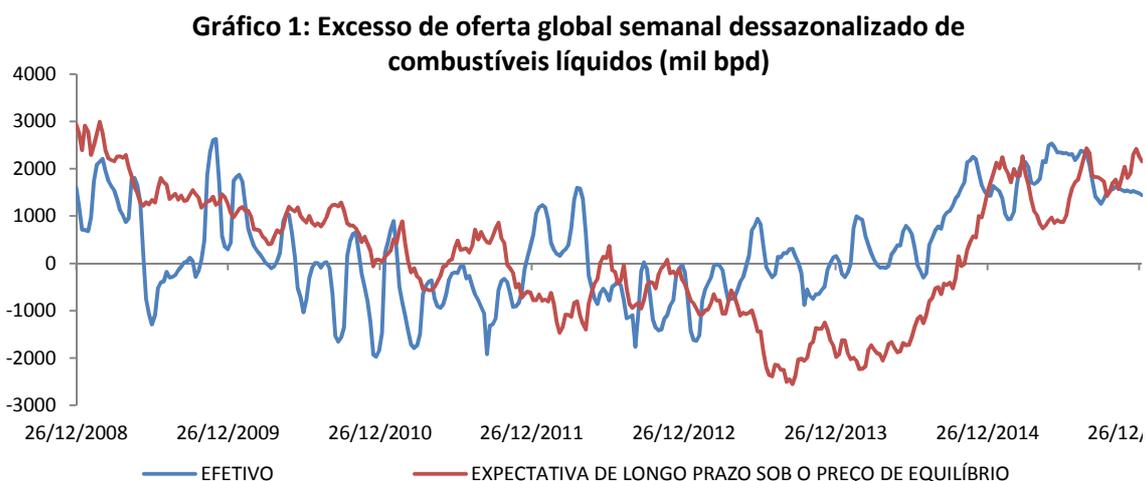
Assim como no caso do modelo de simulação do excesso de oferta global, que será apresentado na seção 4, optou-se por trabalhar com dados semanais e com o preço do petróleo tipo WTI. O preço *spot* considerado é o preço de segundo contrato, já que esse contrato é bastante líquido. Quanto ao preço de longo prazo, cabe destacar que a variância dos preços para vencimentos longos, acima de quatro anos, em um dado momento do tempo é bastante baixa. Ou seja, pode-se assumir que os agentes de mercado acreditam que esse prazo seja suficiente para equilibrar o mercado. Nesse sentido, será considerado que a estimativa do mercado quanto ao preço de longo prazo é a cotação do contrato número 66<sup>6</sup>. Por fim, utilizar-se-á como *proxy* do excesso de oferta global de petróleo bruto uma estimativa semanal dessazonalizada do excesso de oferta global de combustíveis líquidos, que será tratada em maiores detalhes na seção 4.

---

<sup>6</sup> É possível encontrar cotações para prazos mais longos que o contrato 66. Contudo, tais contratos não existem para todos os dias e/ou apresentam liquidez insuficiente, o que inviabiliza sua utilização.

Seguindo o teorema da representação de Granger, para que possamos estimar a equação VIII, o diferencial de preços e o excesso de oferta devem cointegrar. Considerando  $do = 9$  e um nível de significância de 5%, o teste de Engle-Granger aumentado indica que, de fato, as variáveis cointegram<sup>7</sup>. Assim, a equação VIII foi estimada adotando  $do = 9$  e incluindo, na especificação do resíduo, dois componentes de médias móveis (ordens 1 e 5). Foram considerados os dados entre as semanas encerradas em 27/02/2009 e em 15/01/2016, totalizando 360 observações, e o estimador utilizado foi o de mínimos quadrados ordinários (MQO).

Os parâmetros estimados indicam que um excesso de oferta no longo prazo de 1 milhão de bpd implica em um preço *spot* 13,7% menor que o preço de equilíbrio, enquanto que  $\hat{\theta}_{exc} = 3,1\%$ , indicando uma convergência bastante lenta, o que é coerente com a própria definição dessa expectativa. Com bases nesses parâmetros e na equação VII, a  $E_t[Exc\_Oferta_{LP}]$  foi estimada, como pode ser visto no gráfico 1:



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, do que foi exposto fica claro que podemos decompor o preço atual em dois componentes: o preço de equilíbrio e o diferencial entre esse preço e o preço atual<sup>8</sup>. Enquanto o preço de equilíbrio está ligado com os fundamentos de mais longo prazo

<sup>7</sup> O teste foi feito sem a inclusão de constante e/ou de tendência determinística, seguindo o MCE, e considerou os dados entre as semanas encerradas em 27/2/2009 e em 15/01/2016 (360 observações).

<sup>8</sup> Inclusive, aproximando a variação percentual pela variação do logaritmo natural, podemos concluir que a variação percentual do preço *spot* é igual à soma da variação percentual do preço de longo prazo e da variação percentual da razão entre o preço *spot* e o preço de longo prazo. Nesse sentido, um exercício interessante seria analisar essa decomposição ao longo do tempo de modo a entender melhor os determinantes da dinâmica do preço *spot* em cada período.

(*breakeven* dos produtores, estratégia da OPEP, tendências de crescimento do consumo, entre outros), o diferencial entre os preços, que depende de  $E_t[Exc\_Oferta_{LP}]$ , é muito afetado também por preocupações de curto prazo (excesso de oferta atual, tensões geopolíticas, desaceleração temporária da demanda, etc). Nesse sentido, é justificável a maior volatilidade encontrada nos preços de vencimento mais curto<sup>9</sup>.

Assim, a projeção do preço *spot* demandará duas etapas adicionais. Em primeiro lugar, com base num modelo capaz de simular o excesso de oferta global para diferentes níveis de preços (seção 4), estimar o preço de equilíbrio de longo prazo, definindo, então, uma trajetória de convergência do preço de longo prazo esperado pelo mercado para esse nível de equilíbrio (seção 5). Em segundo lugar, integrar esse modelo de simulação com o modelo de precificação alternativo e com o preço de longo prazo estimado (seção 6).

#### **4. Modelo de simulação do excesso de oferta global**

Nessa seção será apresentado o modelo de simulação do excesso de oferta global de combustíveis líquidos, que será capaz de estimar tal excesso de oferta para diferentes trajetórias de preços do petróleo tipo WTI.

##### **4.1. Modelo da produção de petróleo bruto nos EUA**

Os modelos existentes na literatura que não se baseiam na otimização intertemporal do lucro acabam por não definir claramente os canais pelos quais o preço e a tecnologia impactam a produção, sendo incoerentes com o modelo alternativo. Por exemplo, Kaufmann (1991) e Benes et al. (2015) incluem condicionantes econômicos em modelos puramente geológicos como o de Hubbert (1956).

A fim de construir uma modelagem coerente com o modelo de precificação alternativo, seis desafios emergem. Em primeiro lugar, estimar o número de poços novos. Em segundo lugar, estimar a produção potencial total de petróleo nos EUA.

---

<sup>9</sup> Considerando os dados diários do segundo contrato e do contrato número 66 do WTI entre jan/2007 e dez/2015, verifica-se que o desvio-padrão da primeira série de preços é 52% maior que o da segunda.

Afinal, apesar dos ofertantes buscarem produzir sempre no nível potencial, em alguns períodos a produção pode ficar transitoriamente abaixo do potencial devido, por exemplo, a paradas para manutenção e intempéries climáticas. Tal fato, apesar de pouco evidente em séries anuais ou trimestrais, é bastante claro quando se trabalha com séries de mais alta frequência, como no caso desse trabalho. Em terceiro lugar, modelar essa produção potencial a partir do número de poços novos, estimando a produção potencial dos poços individuais ao longo de sua vida. Em quarto lugar, obter a projeção da produção total efetiva a partir da produção total potencial. Em quinto lugar, modelar as decisões de investimento na abertura de novos poços, que consideram os custos de perfuração de um poço. Em sexto lugar, modelar esse custo de perfuração.

*a) Primeiro desafio: estimar o número de poços novos*

O objetivo aqui é estimar o número de poços novos a partir do número de sondas em operação (*rig count*), que é divulgado semanalmente pela consultoria Baker Hughes. Afinal, como destacado em *Rig Count...* (2015), tais sondas são os equipamentos utilizados na perfuração de novos poços. A EIA, por exemplo, considera que o número de poços novos é igual ao número de sondas com dois meses de defasagem (EIA, 2015, p.10), o que não parece ser correto. Para entender isso, suponha que o tempo necessário à perfuração de um poço seja de dois meses. Nesse caso, uma sonda deverá ficar instalada por dois meses consecutivos para que, no terceiro mês, um poço seja aberto. Assim, o número de sondas de dois meses atrás inclui também as sondas instaladas há três meses. Contudo, o número de sondas instalado há três meses é igual ao número de poços novos abertos no mês anterior. Portanto, o correto seria considerar o número de sondas de dois meses antes menos o número de poços abertos no mês anterior.

Sendo  $RC_t$  o número de sondas no período  $t$  e  $W_t$  o número de poços novos no período  $t$ , podemos generalizar para o caso em que o tempo de perfuração é de  $dp$  semanas:

$$W_t = RC_{t-dp} - \sum_{i=t-(dp-1)}^{t-1} W_i$$

$$RC_t = \sum_{i=t+1}^{t+dp} W_i$$

Aqui, optou-se por trabalhar com os dados de sondas em operação desagregados por trajetória de perfuração da sonda (direcional, horizontal e vertical)<sup>10</sup>. Essa abertura foi feita de modo a separar os poços novos por tais tipos, já que cada um está ligado a uma tecnologia diferente. Basicamente, enquanto as sondas verticais e direcionais<sup>11</sup> estão ligadas à tecnologia tradicional de extração de petróleo, as sondas horizontais<sup>12</sup> estão mais ligadas à tecnologia do *shale oil*. Nesse caso, sendo  $c$  o tipo da sonda, temos:

$$RC_t^c = \sum_{i=t+1}^{t+dp_c} W_i^c$$

Assim sendo, para obter o número de poços novos é necessário, inicialmente, estimar os prazos de perfuração. Isso foi feito com base na regressão entre o número trimestral de poços novos estimados pela Baker Hughes, pesquisa essa que foi interrompida em 2014, e a média trimestral do número de sondas em operação aberto por trajetória, considerando dados para petróleo e gás natural *offshore* para o período compreendido entre o 1º trimestre de 2013 e o 3º trimestre de 2014 (7 observações). O estimador utilizado foi o de MQO. Os prazos estimados são apresentados na primeira coluna da tabela 1. Optou-se, então, por adotar dois prazos para as sondas verticais e horizontais (3 e 4 semanas e 2 e 3 semanas, respectivamente), de modo que, no caso dessas sondas, serão estimadas duas séries de poços novos. Pesos para cada um desses prazos serão estimados posteriormente, de modo que os prazos médios podem ser não inteiros. Quanto à sonda direcional, trabalhar-se-á apenas com o prazo de uma semana.

Foi utilizado, então, o Filtro de Kalman para estimar o número de poços novos de petróleo e gás natural exclusive poços *offshore*, considerando os dados de sondas correspondentes entre as semanas encerradas em 04/02/2011 e em 08/01/2016 (258 observações). Para isso, adotou-se a seguinte representação em espaço de estado:

---

<sup>10</sup> Na base de dados da Baker Hughes, é possível encontrar também a trajetória outros. Contudo, como não há muitas informações a respeito de tais sondas e como o número dessas sondas é desprezível (entre fevereiro de 2011 e dezembro de 2015, apenas seis sondas desse tipo foram utilizadas para petróleo e gás natural), optou-se por desconsiderar essas sondas em todas as análises.

<sup>11</sup> A escolha pela sonda direcional e não pela vertical ocorre, normalmente, quando a perfuração vertical não é possível, devido, por exemplo, a uma formação rochosa ou, ainda, à existência de alguma construção exatamente acima do reservatório de petróleo.

<sup>12</sup> Apesar das sondas horizontais estarem ligadas a uma tecnologia de extração diferente da tecnologia da sonda direcional, do ponto de vista técnico, a sonda horizontal é apenas um caso especial de sonda direcional. Afinal, quando o ângulo da perfuração é superior a 80° frente à linha vertical, essa sonda é considerada horizontal e não direcional (*RIG COUNT...*, 2015).

$$RC_{t-dp_c}^c = \sum_{i=t-dp_c+1}^t W_i^c + \varepsilon_t^{fc}, \varepsilon_t^{we1_c} \sim N(0, \sigma_{we1_c}^2)$$

$$W_t^c = W_{t-1}^c + \varepsilon_t^{wfc}, \varepsilon_t^{we2_c} \sim N(0, \sigma_{we2_c}^2)$$

Como se vê, optou-se por considerar que a relação entre o número de sondas em operação e o número de poços novos não é determinística, já que, quando tal relação foi considerada determinística, observou-se variabilidade excessiva nas estimativas das sondas horizontal e vertical. Isso pode se dever a erros de medida no número de sondas ou, ainda, ao fato dos prazos de perfuração não serem sempre iguais aos aqui estimados. Cabe citar que essa flexibilidade não é elevada, já que  $\widehat{\varepsilon_t^{we1_c}}$  é muito pequeno<sup>13</sup>.

Os pesos de cada prazo foram estimados por MQO com base na regressão entre o número trimestral de poços da Baker Hughes e o número aqui estimado aberto por trajetória da sonda e prazo, considerando os dados entre o 1º trimestre de 2013 e o 3º trimestre de 2014 (7 observações), impondo a restrição de que o peso total de cada trajetória é igual a um. Os prazos finais estimados, que se referem às sondas de petróleo e gás natural exclusive *offshore*, são apresentados na segunda coluna da tabela 1<sup>14</sup>:

Tabela 1: Prazos estimados, em semanas, para perfurar um poço de petróleo/gás natural exclusive offshore nos EUA, por tipo de sonda

Tipo de sonda	Estimativa inicial	Estimativa final
Direcional	0,9	1,0
Horizontal	2,6	2,8
Vertical	3,6	4,0

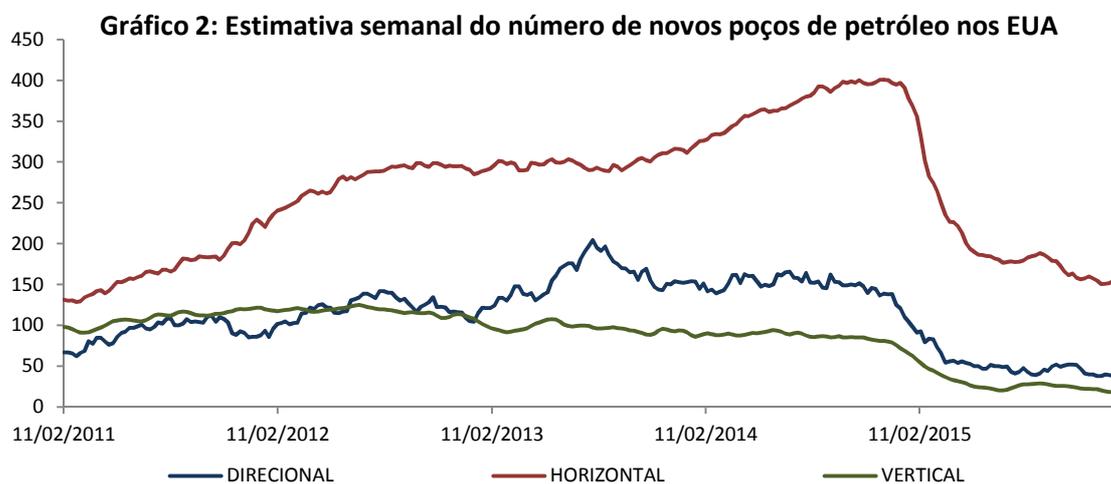
Fonte: Elaboração própria.

Ponderando as séries estimadas pelo filtro de Kalman pelos pesos obtidos, chegou-se às estimativas finais do número de poços novos de petróleo e gás natural exclusive *offshore*. Contudo, como se quer modelar a produção total de petróleo nos EUA, é necessário ter estimativas do número de poços novos apenas para petróleo, considerando inclusive as sondas *offshore*. Para isso, utilizou-se novamente o filtro de

<sup>13</sup> Caso essa estimativa fosse muito elevada, seria necessário impor alguma restrição entre as variâncias do filtro, de modo a garantir que a relação entre o número de sondas e o número de poços novos governasse a estimativa da variável latente.

<sup>14</sup> No caso dos poços verticais, apenas a defasagem de quatro semanas foi significativa, enquanto que no caso da sonda horizontal o peso da defasagem de duas semanas foi estimado em 15,8% e, assim, o peso da defasagem de três semanas foi estimado em 84,2%.

Kalman, com a mesma representação em espaço de estado, a mesma amostra, os mesmos prazos e mesmos pesos. Nesse caso, contudo, considerou-se os dados de sondas de petróleo. Novamente, a flexibilidade introduzida na relação entre sondas e poços foi pequena. O número estimado de poços novos de petróleo pode ser visto no gráfico 2:



Fonte: Elaboração própria.

#### *b) Segundo desafio: estimar o potencial de produção*

No âmbito do modelo de precificação alternativo, a produção potencial representa um “potencial físico de produção”, de modo que não é possível produzir acima desse nível, sendo essa produção potencial igual à produção real quando são eliminados os efeitos das já citadas reduções transitórias da produção. Portanto, a produção potencial é, nesse caso, sempre maior ou igual à produção efetiva, o que inviabiliza a utilização de filtros estatísticos tradicionais na medida em que eles impõem que os desvios com relação à tendência tenham média zero. A solução encontrada, desenvolvida no âmbito desse trabalho, se baseia na aplicação sucessiva do filtro de Hodrick-Prescott (filtro HP):

- i. Aplica-se o filtro HP na série de produção;
- ii. Constrói-se uma nova série que é igual ao filtro, quando a série original for menor que a série filtrada, e que, caso contrário, é igual à série original;
- iii. Aplica-se o filtro HP nessa nova série;



c) *Terceiro desafio: modelar a produção potencial*

A produção potencial total é igual à soma da produção potencial de cada poço individual. Assim, modelar a produção potencial total é modelar a produção potencial de cada poço individual, que se reduz ao longo do tempo, já que, devido às leis da física, à medida que a quantidade de petróleo armazenada se reduz, torna-se mais difícil extrair unidades adicionais de petróleo (THOMPSON, 2001, p.135). Uma possibilidade seria utilizar o procedimento proposto em Koyck (1954)<sup>17</sup>. Nesse caso, a suposição seria que, na ausência de reduções transitórias, um poço de petróleo nunca deixa de produzir, mesmo que a produção seja cada vez menor, sendo constante a porcentagem de redução a cada período. Contudo, tal queda percentual não é constante, até porque a produção só atinge o máximo depois de certo tempo (ver, por exemplo, *New Eagle Ford...*, 2014).

A fim de contornar esse problema, utilizar-se-á uma generalização da abordagem de Koyck, que foi aqui desenvolvida. Enquanto no modelo de Koyck original a produção potencial de um poço individual no período  $j$  de vida desse poço ( $PU_j$ ), com  $j = 0, 1, \dots$ , é uma função apenas da produção potencial desse mesmo poço no período anterior ( $PU_{j-1}$ ), nessa abordagem generalizada  $PU_j$  é uma função de  $PU_{j-1}, PU_{j-2}, \dots, PU_{j-p}$ . Em termos formais, sendo  $Potenc_t$  a produção potencial total,  $\varepsilon_t^{kg}$  um choque aleatório e  $\varphi_1, \dots, \varphi_p$  parâmetros quaisquer e considerando o caso simples em que os poços não são desagregados por tipo, temos:

$$Potenc_t = PU_0W_t + PU_1W_{t-1} + PU_2W_{t-2} + \dots + \varepsilon_t^{kg}$$

$$PU_j = \varphi_1PU_{j-1} + \varphi_2PU_{j-2} + \dots + \varphi_pPU_{j-p}, \text{ com } j \geq p$$

Conforme apresentado no anexo, fazendo algumas manipulações algébricas a partir dessas duas equações, podemos obter que:

$$Potenc_t = PU_0W_t + \sum_{g=1}^{p-1} W_{t-g} (PU_g - \sum_{h=1}^g \varphi_h PU_{g-h}) + \sum_{m=1}^p \varphi_m Potenc_{t-m} + (\varepsilon_t^{kg} - \sum_{n=1}^p \varphi_n \varepsilon_{t-n}^{kg}) \quad (IX)$$

---

<sup>17</sup> Outra possibilidade poderia ser a abordagem desenvolvida por Almon (1965). Contudo, o tamanho da amostra disponível impossibilita a utilização de tal procedimento.

Os testes aqui efetuados com a produção potencial total para vários valores de  $p$  revelaram que a escolha adequada é  $p = 2$ , já que para  $p \geq 3$  a produção potencial estimada dos poços individuais apresentava oscilações incongruentes.

Algumas observações se fazem necessárias. Em primeiro lugar, a fim de simplificar a exposição, apresentamos, até agora, as equações com os dados de poços agregados. Contudo, as estimações foram feitas com os dados de poços desagregados por trajetória. No caso dos dados desagregados, os parâmetros que medem a produção inicial são diferentes para cada tipo, mas os parâmetros de decaimento são iguais.

Em segundo lugar, o erro total da equação IX, que é igual a  $(\varepsilon_t^{kg} - \sum_{n=1}^p \varphi_n \varepsilon_{t-n}^{kg})$ , é um processo de média móvel de ordem  $p$  se  $\varepsilon_t^{kg}$  for um ruído branco. No entanto, é provável que  $\varepsilon_t^{kg}$  não seja um ruído branco. De um lado, como apresentado em *Crude Oil...* (2015), as estimativas semanais de produção da EIA são desenvolvidas baseadas em dados mensais e informações a respeito da sazonalidade e de tendências da indústria, não existindo pesquisas específicas. Ademais, tais dados semanais nunca são revisados (*EIA REPORTS...*, 2015). Nesse contexto, os erros de medida dessas estimativas, mesmo que sejam pequenos, podem apresentar certa persistência. De outro lado, mesmo que a produção semanal não incluísse erros de medida, a estimativa do potencial obtida a partir do processo de filtragem proposto poderia apresentar desvios razoavelmente persistentes frente ao potencial real. Por isso, foi suposto que  $\varepsilon_t^{kg}$  é um processo autoregressivo de média móvel (ARMA) qualquer, como um  $ARMA(q, w)$ , onde  $q$  e  $w$  são parâmetros não negativos. Nesse contexto, é possível mostrar que o erro total da equação IX é um processo  $ARMA(q, p + w)$ . Assim, a fim de aumentar a eficiência do estimador, os parâmetros desse processo devem ser identificados, sempre de maneira parcimoniosa. No caso de  $p = 2$ , o processo considerado foi um  $ARMA(2,0)$ <sup>18</sup>.

Em terceiro lugar, diferentemente das equações simplificadas apresentadas anteriormente, não foi considerado que um poço passa a produzir assim que a perfuração é finalizada. Por exemplo, os poços horizontais passam, via de regra, pelo

---

<sup>18</sup> Cabe citar que não estamos supondo que o processo real desconhecido não contém médias móveis, já que isso seria incongruente com a discussão feita. Na verdade, estamos apenas aproximando esse processo desconhecido que contém médias móveis por um processo mais simples que não contém tais componentes, mas que apresenta características semelhantes.

processo de fraturamento hidráulico<sup>19</sup> antes de começar a produzir. Nesse contexto, foram identificadas as defasagens mais adequadas com base na significância dos parâmetros, na razoabilidade da estimativa da produção potencial dos poços individuais e na qualidade do ajuste do modelo. No caso de  $p = 2$ , adotou-se as defasagens apresentadas na tabela 2. Conforme esperado tendo em vista o processo de fraturamento hidráulico, a defasagem estimada dos poços horizontais foi bem superior às defasagens dos outros dois tipos. Ademais, em OPEC (2015, p.46) argumenta-se que o prazo entre a perfuração e a finalização de um poço em *shale plays* é de ao menos três meses, o que é consistente com os prazos apresentados nas tabelas 1 e 2 para as sondas horizontais.

Tabela 2: Prazo, em semanas, entre o fim da perfuração e o início da produção em poços de petróleo nos EUA, por tipo de sonda

Direcional	1,0
Horizontal	16,0
Vertical	6,0

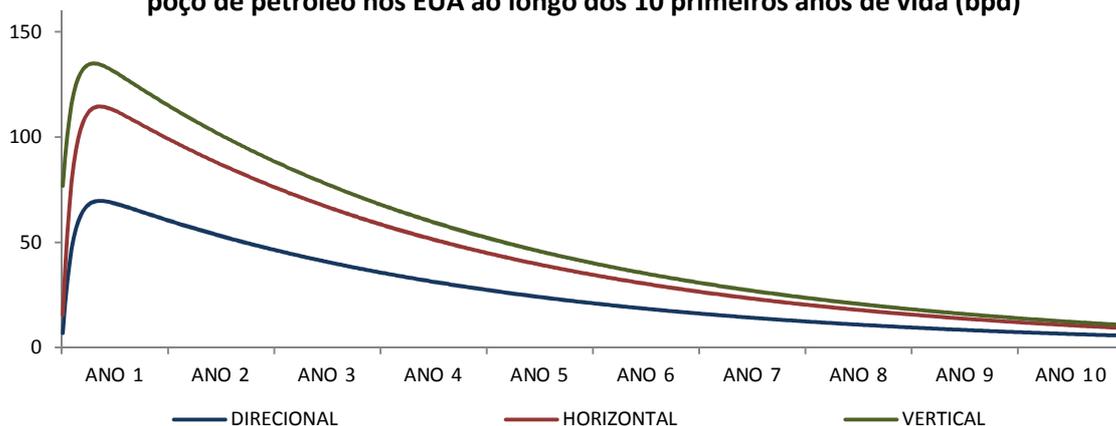
Fonte: Elaboração própria.

A equação que considera tais defasagens, os dados de poços desagregados e  $p = 2$ , sendo o erro total um  $ARMA(2,0)$ , foi estimada por mínimos quadrados não lineares (MQNL) considerando a amostra que se inicia na semana encerrada em 24/06/2011 e que termina na semana encerrada em 25/09/2015, totalizando 223 observações. A desconsideração dos dados entre as semanas encerradas em 02/10/2015 e em 01/01/2016 se deve à conhecida baixa performance de métodos de filtragem nos extremos da amostra. A fim de contornar esse problema no início da amostra, foram utilizados, na filtragem, dados a partir da semana encerrada em 19/12/2008.

O gráfico 4 apresenta a produção potencial estimada dos poços, que tem o formato esperado. Contudo, as taxas de decaimento estimadas não são mais intensas nos anos iniciais, como seria de se esperar tendo em vista o comportamento usual dos poços de *shale oil* (ver, por exemplo, *New Eagle Ford...*, 2014).

<sup>19</sup> Como descrito em *The Process...* (2015), o processo de fraturamento hidráulico consiste em injetar grandes quantidades de fluidos (água, areia e aditivos químicos, por exemplo) em alta pressão em um poço perfurado a fim de fraturar uma formação rochosa. Com isso, torna-se viável a extração de petróleo originalmente disperso em uma formação pouco permeável. É justamente devido a essa dispersão do petróleo armazenado que essa técnica é usualmente utilizada em poços horizontais.

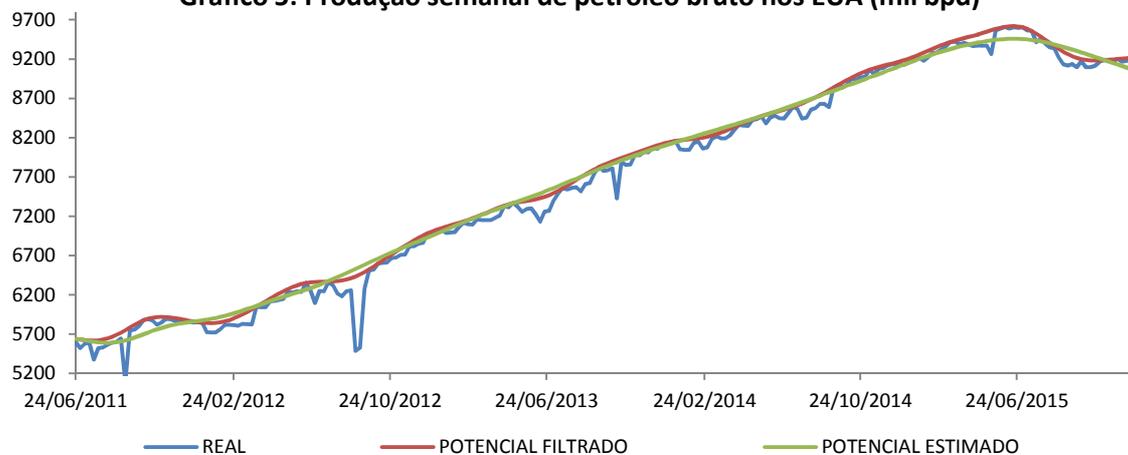
**Gráfico 4: Estimativa da produção potencial semanal de cada tipo de poço de petróleo nos EUA ao longo dos 10 primeiros anos de vida (bpd)**



Fonte: Elaboração própria.

Já o gráfico 5 apresenta a projeção dinâmica (isto é, aquela que considera apenas valores projetados do regressando após o início do período de projeção) *in sample* do modelo frente à produção real e ao potencial filtrado, considerando os dados realizados de poços novos. Como se vê, o ajuste do modelo é bastante satisfatório.

**Gráfico 5: Produção semanal de petróleo bruto nos EUA (mil bpd)**



Fonte: Elaboração própria / WPSR-EIA.

#### d) Quarto desafio: modelar a produção real de petróleo

O quarto desafio é modelar a própria produção real de petróleo, já que é ela que impacta a oferta global. Para isso, considerou-se, como regressando, a diferença entre a produção real e a produção potencial filtrada, cujo módulo é igual à perda estimada de produção derivada das reduções transitórias da produção. Entre os regressores, temos

uma constante, que afere o nível médio de perdas com essas reduções, e um componente autoregressivo de ordem 1. A amostra é a mesma do modelo da produção potencial: se inicia na semana encerrada em 24/6/2011, terminando na semana encerrada em 25/09/2015, totalizando 223 observações. Utilizou-se, aqui, o estimador de MQNL.

e) *Quinto desafio: modelar o número de poços novos nos EUA*

O objetivo nessa etapa é modelar as decisões de investimento na abertura de poços. Nesse contexto, cabe citar o trabalho de Ringlund et al. (2008), que desenvolveu modelos para o número de sondas em operação para várias regiões do mundo. Quanto a esse trabalho, duas críticas se fazem necessárias. Em primeiro lugar, como o número de sondas em operação deriva de decisões de investimento tomadas em períodos distintos, não parece adequado modelar esse número diretamente. Por isso, optou-se aqui por trabalhar com o número de poços novos. De qualquer forma, como o *rig count* é igual a uma soma móvel do número de poços novos mais um choque, pode-se posteriormente estimar o número de sondas em operação a partir do número de poços novos projetados.

Em segundo lugar, o modelo utilizado em Ringlund et al. (2008, 377) parece não modelar adequadamente a relação entre o preço e o número de sondas em operação, o que é admitido pelos próprios autores. Por exemplo, os autores argumentam que em regiões onde o custo total de produção é muito baixo, a elasticidade preço estimada tende a ser mais baixa, já que para qualquer nível razoável de preço o desenvolvimento do campo será rentável (RINGLUND et al., 2008, p.394). Desse modo, os autores indicam que a relação entre as variáveis é não linear, o que contraria a especificação linear adotada pelos próprios autores. A fim de obter um modelo mais adequado, vale notar que a decisão de perfurar um poço individual depende do preço esperado do petróleo e de seu *break-even*, que é o preço mínimo a partir do qual o projeto passa a ser economicamente viável. Assim, o número total de poços abertos é igual ao número de possíveis pontos de perfuração rentáveis aos preços vigentes. Nesse sentido, podemos decompor esse número em duas variáveis latentes. De um lado, o número de possíveis pontos de perfuração. De outro, a fração desses pontos que é rentável ao preço corrente.

O número de possíveis pontos de perfuração será considerado uma função do tempo. A ideia é que a evolução dessa variável seja uma função da maturidade da

tecnologia em questão. Assim, espera-se que, para uma tecnologia já estabelecida, seja mais difícil encontrar novos pontos de perfuração; para uma tecnologia nova, ainda pouco explorada, imagina-se que seja mais fácil encontrar novos pontos de perfuração a cada período. Nesse contexto, quanto mais nova for a tecnologia, maior tende a ser o crescimento do número de possíveis pontos de perfuração.

Quanto à fração rentável, vamos supor, seguindo a evidência empírica apresentada em Pesaran (1990, p.387) em favor das expectativas adaptativas, que o preço esperado será igual a uma certa defasagem do preço *spot*. Isso é congruente com os trabalhos de Ringlund et al. (2008, p. 374) e de Farzin (2001, p.280), que modelou a decisão de aumento das reservas provadas em reservatórios conhecidos, que também adotaram expectativas adaptativas quanto aos preços. Além disso, será suposto que o *break-even* é uma função apenas do custo de perfuração<sup>20</sup> de um poço de petróleo e gás natural, que é divulgado pelo *U.S. Bureau of Labor Statistics* (BLS) no âmbito do *Producer Price Index* (PPI) dos EUA<sup>21</sup>. Como o modelo é em bases semanais, esses dados mensais de custo foram interpolados (interpolação quadrática) a fim de se obter estimativas semanais. De modo mais concreto, utilizar-se-á uma função logística, que tem como argumento a razão entre o preço e o custo de perfuração médio defasados.

Nesse contexto, o número de poços abertos é o produto entre o número de possíveis pontos de perfuração e a fração desses pontos que é rentável. No entanto, será suposto que tal relação só é válida no longo prazo, isto é, trabalhou-se com um MCE<sup>22</sup>, o que é coerente o ajustamento parcial adotado em Farzin (2001, p.280) e com o modelo de Ringlund et al. (2008, p.377), que considerou defasagens do preço e do número de sondas entre os regressores. Existem três justificativas básicas para essa escolha. Em primeiro lugar, dada a volatilidade do preço corrente do petróleo, é provável que essa decisão considere tal preço com cautela (FARZIN, 2001, p.280), de modo que mudanças relevantes na abertura de novos poços demandam alterações mais perenes dos preços (RINGLUND et al., 2008, p.372). Em segundo lugar, alterações bruscas no nível de investimento podem não ser possíveis do ponto de vista operacional (FARZIN, 2001,

---

<sup>20</sup> A obtenção do *break-even* de um possível ponto de perfuração depende da avaliação do fluxo de caixa descontado desse projeto, demandando a análise de um conjunto amplo de variáveis. Nesse sentido, a hipótese aqui adotada é apenas uma simplificação.

<sup>21</sup> *Drilling oil and gas wells services*, código WPU601103.

<sup>22</sup> Diante do teorema da representação de Granger, deveríamos verificar se tais variáveis cointegram antes de utilizarmos o MCE. O problema é que os testes usuais (teste de Engle-Granger, por exemplo) não podem ser aplicados em variáveis não observadas.

p.280). Em terceiro lugar, a hipótese de que o número de possíveis pontos de perfuração pode ser modelado a partir de tendências determinísticas parece ser mais razoável para o longo prazo. Nesse sentido, o valor estimado com base em tendências determinísticas será, na verdade, a tendência de longo prazo do número de pontos de perfuração.

Assim, sendo  $NP_t^c$  a tendência de longo prazo dos possíveis pontos de perfuração no tempo  $t$  para sondas do tipo  $c$ ,  $PR_t^c$  a fração desses pontos que é rentável,  $dp_c$  o tempo necessário à perfuração de um poço do tipo  $c$ ,  $dd_c$  a defasagem entre a tomada de decisão e o início efetivo da perfuração para poços do tipo  $c$ ,  $CP_t$  o custo médio de perfuração no período  $t$ ,  $\varepsilon_t^{wi_c}$  um choque aleatório,  $\theta_{wi_c}, \tau_1$  parâmetros positivos,  $\tau_0$  um parâmetro negativo,  $\beta_0, \beta_1$  parâmetros quaisquer e  $g$  uma função qualquer, temos:

$$d(W_t^c) = -\theta_{wi_c} \{W_{t-1}^c - [(PR_{t-(dp_c+dd_c)}^c)(NP_{t-(dp_c+dd_c)}^c)]\} + \varepsilon_t^{wp_c} \quad (X)$$

$$PR_{t-(dp_c+dd_c)}^c = \frac{1}{1 + \exp \left[ - \left( \tau_0 + \tau_1 \left( \frac{P_{t-(dp_c+dd_c)}^{spot}}{CP_{t-(dp_c+dd_c)}} \right) \right) \right]} \quad (XI)$$

$$NP_{t-(dp_c+dd_c)}^c = \beta_0 + \beta_1 g(t) \quad (XII)$$

A equação X, considerando as definições apresentadas nas equações XI e XII, foi estimada por MQNL para cada tipo de trajetória e prazo<sup>23</sup>, considerando os dados entre as semanas encerradas em 18/02/2011 e, no mínimo, em 25/12/2015, totalizando 254 observações no pior dos casos, que é o caso das sondas direcionais. Nos demais casos, a amostra é ligeiramente maior, já que, devido ao maior prazo de perfuração, o filtro de Kalman forneceu estimativas para um número maior de períodos. O valor da  $dd_c$  é a diferença entre a defasagem total escolhida empiricamente e o prazo de perfuração. Essas defasagens são apresentadas na primeira coluna da tabela 3, que mostra um resumo dos prazos considerados até aqui. Como pode se ver, os primeiros impactos dos preços sobre a produção só ocorrem após um mês, sendo que no caso das sondas horizontais são necessários seis meses. Dado que o pico da produção de um poço não ocorre imediatamente e dado que impactos relevantes no investimento na abertura

<sup>23</sup> No caso das sondas horizontais, foram estimados dois modelos, um para cada prazo. Nesse sentido, todas as estimativas desse modelo apresentadas para as sondas horizontais se referem às estimativas individuais ponderadas pelos pesos de cada prazo.

de novos poços não ocorrem rapidamente, espera-se que alterações mais consistentes na produção frente a ajustes dos preços ocorram apenas com grandes defasagens.

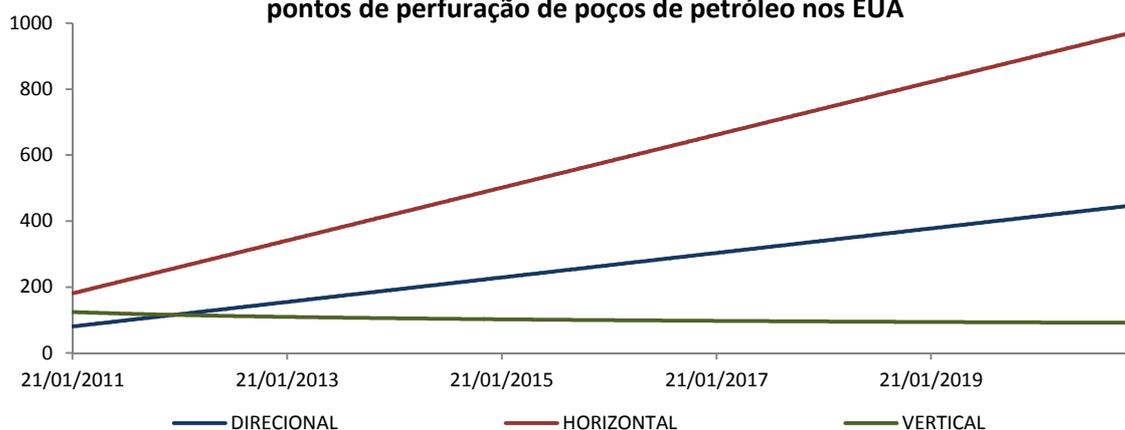
Tabela 3: Resumo dos prazos considerados para cada tipo de poço de petróleo nos EUA, em semanas

	Decisão até início perfuração	Perfuração	Fim perfuração até início produção	Total
Direcional	3,0	1,0	1,0	5,0 (1 mês)
Horizontal	6,0	2,8	16,0	24,8 (6 meses)
Vertical	3,0	4,0	6,0	13,0 (3 meses)

Fonte: Elaboração própria.

Quanto à tendência de longo prazo dos possíveis pontos de perfuração, o gráfico 6 apresenta os valores estimados para cada tipo de poço. Os resultados parecem coerentes, já que as sondas horizontais, ligadas a tecnologias mais novas, ainda pouco exploradas, apresentam crescimento mais acentuado do número de possíveis pontos de perfuração, especialmente frente aos poços verticais. Evidentemente, à medida que tal tecnologia se tornar mais madura, esse número passará a crescer menos ou até mesmo a decrescer<sup>24</sup>. Nesse sentido, as estimativas apresentadas no gráfico 6 não devem ser extrapoladas para horizontes muito longos, principalmente quanto às sondas horizontais e direcionais.

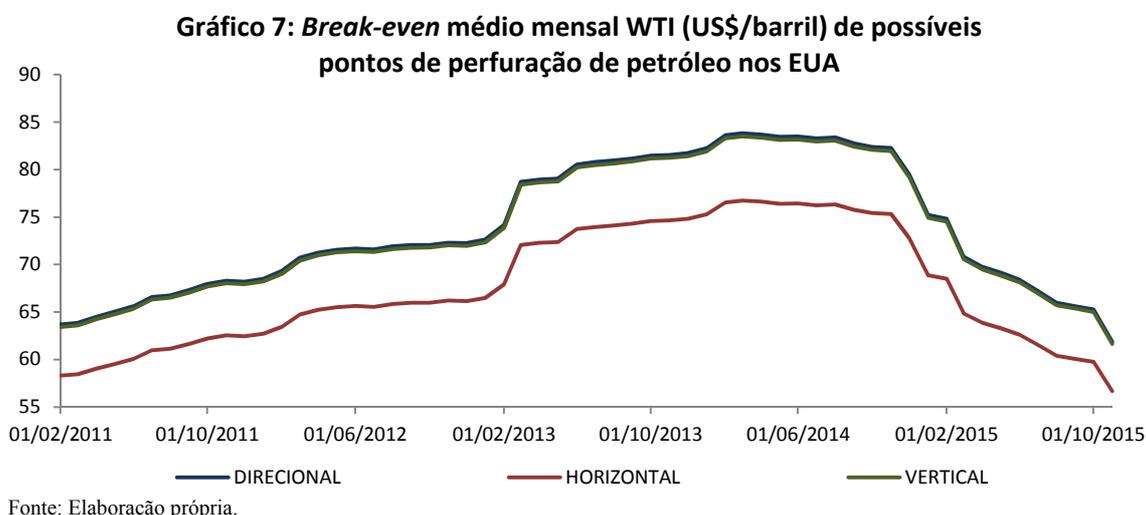
Gráfico 6: Tendência de longo prazo do número semanal de possíveis pontos de perfuração de poços de petróleo nos EUA



Fonte: Elaboração própria.

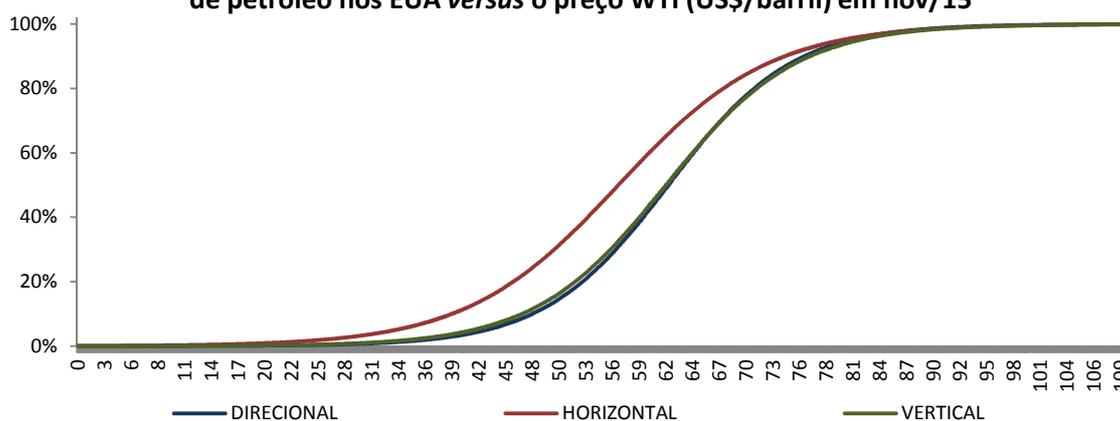
<sup>24</sup> Afinal, como o petróleo é não renovável, sua produção deve começar a se reduzir em algum momento do tempo. Nesse contexto, vale citar o trabalho de Hubbert (1956), que previu que a produção nos EUA atingiria um pico na década de 1970.

No que tange à participação dos possíveis pontos de perfuração que é rentável, considerou-se o principal referencial de preço *spot* nos EUA, que é a cotação de segundo contrato do petróleo tipo WTI. O gráfico 7 apresenta o preço desse tipo de petróleo que torna 50% desses pontos rentáveis considerando o custo de perfuração do mês em questão, que é, no caso da função logística, igual ao *break-even* médio. Interessante notar a queda a partir de meados de 2014 dos *break-evens*, reflexo do custo de perfuração mais baixo. Além disso, no que tange aos projetos de poços horizontais, cabe citar que o valor estimado para a média dos projetos, entre US\$55 e US\$80, está em linha com as estimativas comumente apresentadas por consultorias do setor para o *break-even* dos projetos de *shale oil* (por exemplo, ver *Rystad Energy*, 2015).



O gráfico 8, por sua vez, apresenta a relação entre a fração dos pontos rentáveis e o preço WTI, considerando o custo de perfuração de novembro de 2015. Como esperado, as variáveis são positivamente relacionadas, o que é congruente com a relação positiva, encontrada em Ringlund et al. (2008, p.373), entre o preço e o número de sondas em operação. Além disso, a dispersão dos *break-evens* dentro de cada tipo de poço é baixa, o que indica que, em certas regiões, oscilações pequenas de preços levam, no longo prazo, a grandes alterações nos investimentos. Outro ponto de destaque é que, dentro dos EUA, os projetos de *shale oil*, ligados às sondas horizontais, não parecem ser mais caros que os das demais fontes disponíveis.

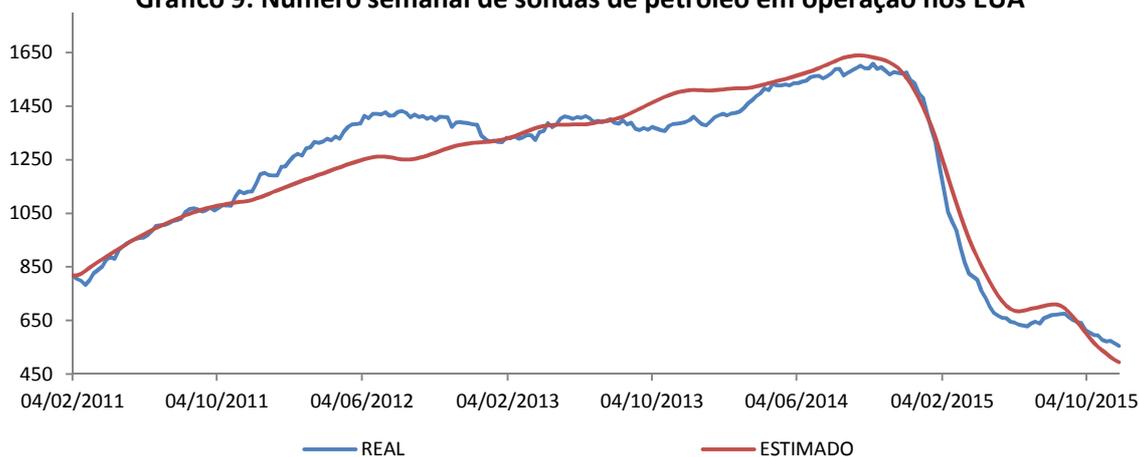
**Gráfico 8: Fração rentável dos possíveis pontos de perfuração de poços de petróleo nos EUA versus o preço WTI (US\$/barril) em nov/15**



Fonte: Elaboração própria.

A fim de mostrar o ajuste dos modelos de poços novos, o gráfico 9 apresenta a projeção dinâmica *in sample* do número de sondas de petróleo em operação, considerando os dados realizados do preço WTI e do custo de perfuração. O ajuste parece bastante razoável, principalmente tendo em vista o bom desempenho na forte redução observada desde fins de 2014. Vale ressaltar que os descolamentos ocorridos em 2012 e em 2013 se devem ao desempenho dos modelos das sondas horizontais, possivelmente devido aos ciclos do número de possíveis pontos de perfuração em torno da tendência.

**Gráfico 9: Número semanal de sondas de petróleo em operação nos EUA**



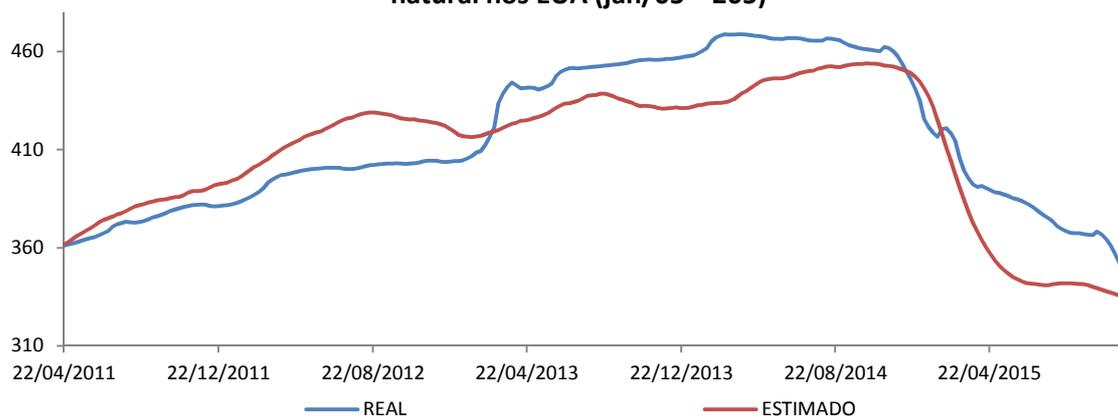
Fonte: Elaboração própria / Baker Hughes.

f) *Sexto desafio: modelar o custo de perfuração de um poço nos EUA*

Como apresentado em Ringlund et al. (2008, p. 374), o custo de perfuração é, no curto prazo, afetado positivamente pela fração das sondas disponíveis que estão sendo efetivamente utilizadas, o que explica a já citada queda de tal custo desde fins de 2014. Assim, um aumento na demanda por sondas deve levar a aumentos no custo de perfuração, mas esses aumentos tendem a ser menos intensos com o passar do tempo à medida que, como indicado em Ringlund et al. (2008, p.374), o preço mais alto induzir o aumento da oferta de sondas, levando a taxa de utilização para níveis mais normais e, dessa forma, estabilizando o preço num patamar mais alto. Nesse sentido, o objetivo é modelar tal custo com base numa medida do hiato do nível atual de investimento. Como o número de sondas é uma agregação de decisões de investimento tomadas em períodos distintos, ele não é uma medida adequada. Optou-se, então, pela utilização do número de sondas colocadas em operação no período corrente, que é igual a  $\sum_{c=1}^3 W_{t+dp_c}^c$ . Note que, apesar de estarmos trabalhando com *leads*, não estamos fazendo nenhuma suposição quanto à capacidade preditiva dos agentes. Estamos, na verdade, apenas considerando o fato de que o início da perfuração antecede a abertura do poço.

Quanto ao modelo empregado, foi considerado, como regressando, a razão entre a primeira diferença do custo e o hiato em valores absolutos desse nível atual de investimento, com o potencial sendo igual à média móvel de três meses. Entre os regressores, temos uma constante, que afere o impacto médio do hiato sobre o custo, além de dois componentes de médias móveis (ordens 1 e 2). Note que, nessa especificação, que mostrou maior estabilidade do parâmetro e resíduo mais bem comportado, os choques do modelo representam choques no parâmetro que mede o impacto do hiato sobre o custo. Ademais, esse modelo considera apenas uma relação de curto prazo entre as variáveis, o que é congruente com os resultados do teste de Engle-Granger aumentado, que indicaram que o custo e essa medida de investimento não cointegram. Na estimação foram considerados os dados entre as semanas encerradas em 22/04/2011 e em 27/11/2015, totalizando 241 observações, e o estimador utilizado foi o de MQO. O gráfico 10 apresenta a projeção dinâmica *in sample* desse modelo, considerando os dados realizados do número de poços novos. Como se vê, o ajuste pode ser considerado no máximo razoável, já que existem desvios persistentes entre as séries.

**Gráfico 10: Custo semanal de perfuração de um poço de petróleo/gás natural nos EUA (jan/05 = 205)**



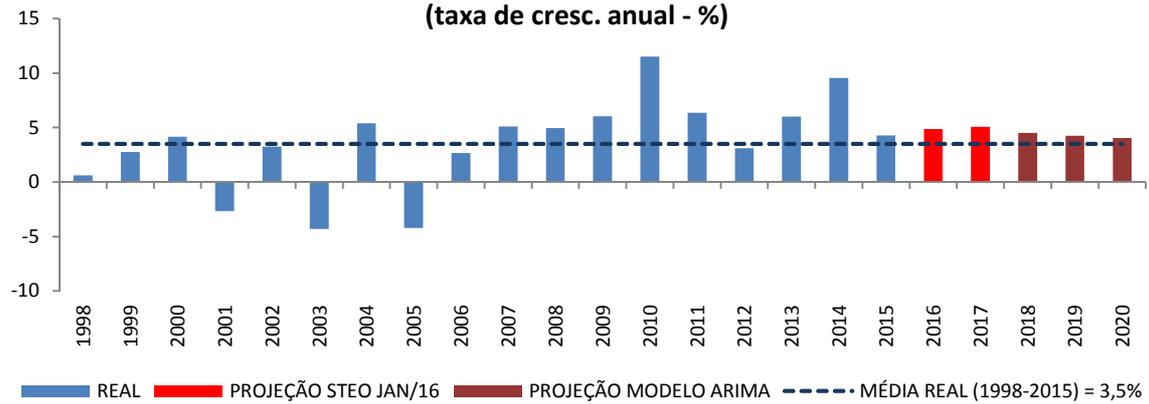
Fonte: Elaboração própria / PPI-BLS.

#### **4.2. Modelo dos demais componentes da oferta global de combustíveis líquidos**

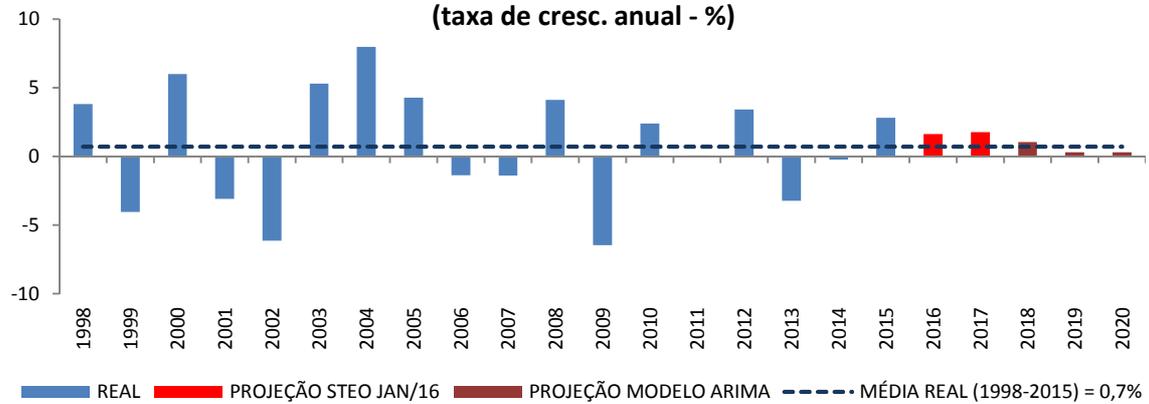
A fim de se obter uma estimativa para a oferta global de combustíveis líquidos, temos que projetar os demais componentes da oferta global, quais sejam: oferta de outros líquidos (etanol, ganhos do processo de refino, etc) nos EUA, oferta de petróleo bruto pela OPEP, oferta de outros líquidos pela OPEP e oferta de combustíveis líquidos nos demais países<sup>25</sup>. Para cada um desses componentes, a ideia era utilizar as projeções mensais da EIA, presentes no STEO. Contudo, como o ajuste da oferta opera com grandes defasagens, o prazo de projeção do STEO de janeiro de 2016, até dezembro 2017, foi considerado insuficiente. Por isso, foi construído um modelo autoregressivo integrado de média móvel (ARIMA) para cada uma dessas variáveis dessazonalizadas (método *Census X-13*, considerando os dados de janeiro de 1997 a dezembro de 2017), buscando estender essa projeção até 2020. Foi utilizado o estimador de MQO, considerando na estimação inclusive os dados mensais do STEO para 2016 e 2017, de modo a tornar as projeções para os demais anos mais coerentes com as projeções do STEO de janeiro de 2016. Os resultados são apresentados nos gráficos 11 a 14.

<sup>25</sup> No caso dos demais países, não existe o dado de petróleo bruto no STEO, o que explica a análise dos dados agregados.

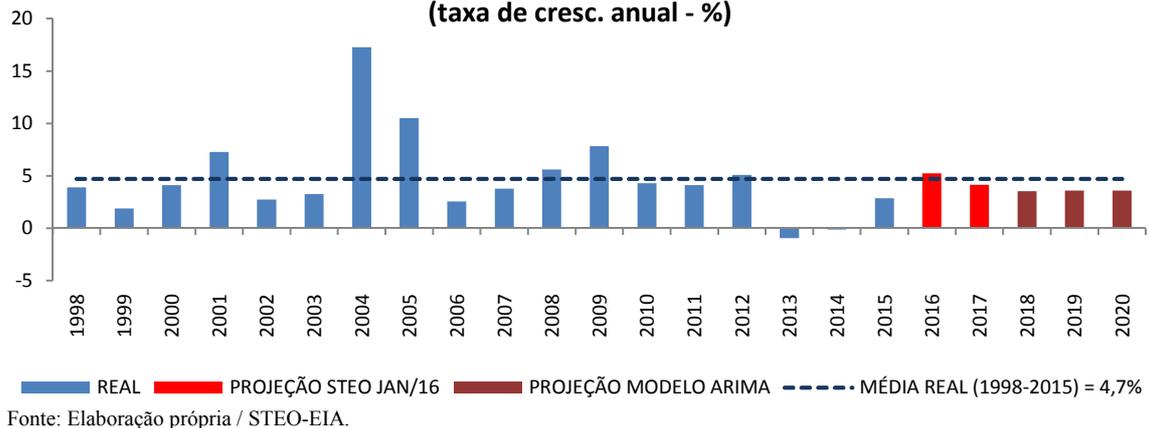
**Gráfico 11: Produção dessazonalizada de outros líquidos nos EUA  
(taxa de cresc. anual - %)**



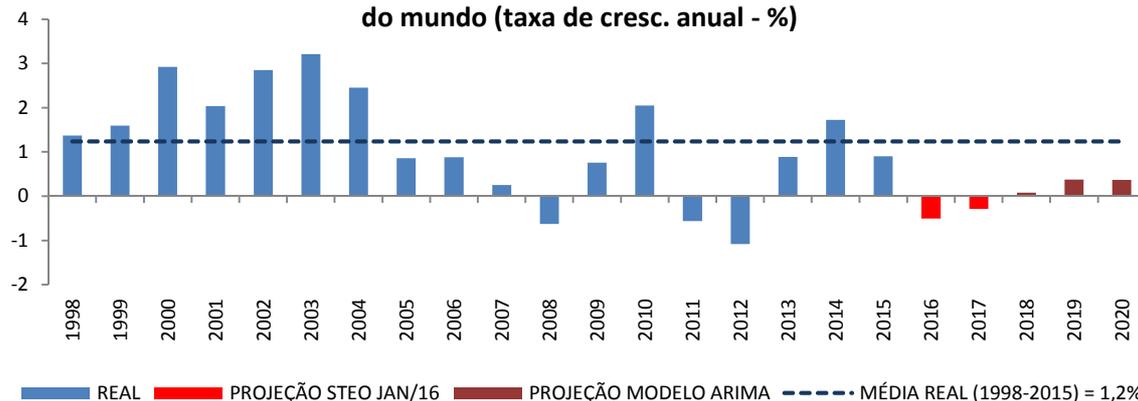
**Gráfico 12: Produção dessazonalizada de petróleo bruto na OPEP  
(taxa de cresc. anual - %)**



**Gráfico 13: Produção dessazonalizada de outros líquidos na OPEP  
(taxa de cresc. anual - %)**



**Gráfico 14: Produção dessazonalizada de combustíveis líquidos no resto do mundo (taxa de cresc. anual - %)**

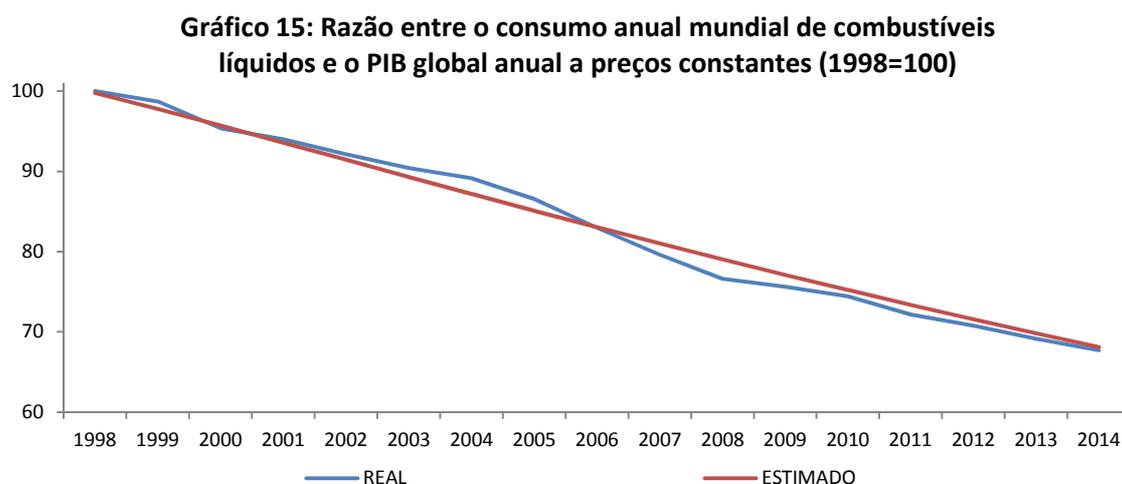


Portanto, estamos considerando que o único componente da oferta global que é afetado pelos preços é a produção de petróleo bruto nos EUA. Afinal, existem algumas razões que nos levam a crer que a maior parte do ajuste se dê realmente nos EUA. Em primeiro lugar, dada a preocupação atual da OPEP quanto à participação de mercado, não parece razoável supor que o cartel reduzirá sua oferta, aumentando, desse modo, o seu nível de capacidade ociosa. Em segundo lugar, como apresentado em *Rystad Energy* (2015), os *break-evens* dos projetos ligados ao *shale oil*, que estão concentrados nos EUA, são elevados quando se compara com os projetos *onshore* tradicionais ao redor do mundo. Em terceiro lugar, segundo dados da EIA no âmbito do *Internacional Energy Statistics*, os EUA foram, em 2014, o maior produtor global de combustíveis líquidos.

### 4.3. Modelo do consumo mundial de combustíveis líquidos

No caso do modelo do consumo mundial de combustíveis líquidos, optou-se novamente por utilizar as projeções mensais da EIA presentes STEO de janeiro de 2016 para 2016 e 2017. Para os demais anos, o consumo anual foi projetado com base em estimativas exógenas para o Produto Interno Bruto (PIB) global anual a preços constantes. Portanto, estamos desconsiderando qualquer efeito do preço do petróleo sobre o PIB mundial, o que, apesar de ser uma simplificação, não deve comprometer os resultados, já que esse efeito tende a ser pequeno (ver, por exemplo, Benes et al., 2015, p.220). Tais estimativas do PIB foram coletadas junto ao Fundo Monetário Internacional (FMI) no âmbito do *World Economic Outlook* (WEO) de outubro de 2015.

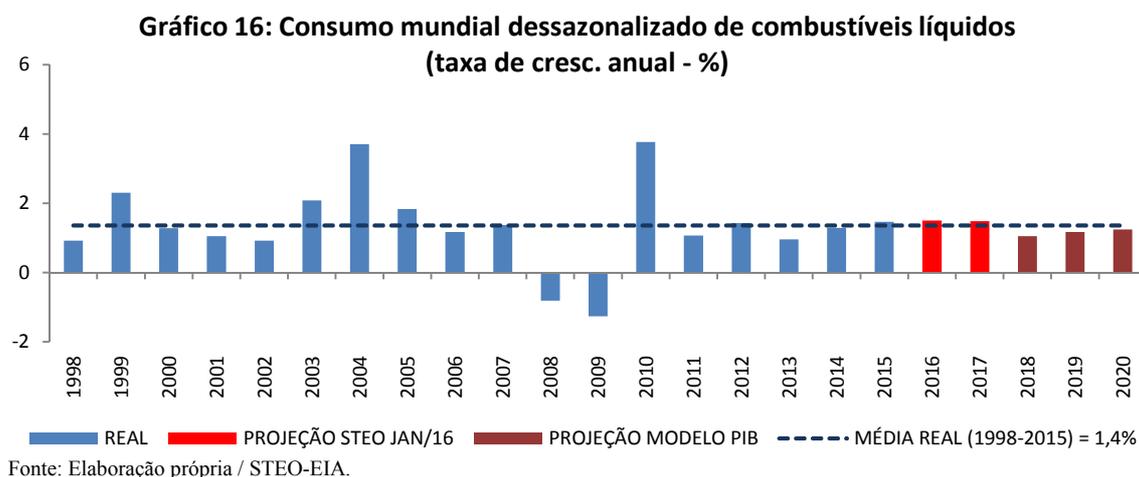
Para construir tal projeção com base no PIB, trabalhou-se com um indicador de intensidade do uso de combustíveis líquidos, isto é, com a razão entre o consumo mundial de combustíveis líquidos e o PIB global. O logaritmo natural desse indicador foi modelado tendo como regressores uma constante e uma tendência determinística, além de considerar, na especificação do resíduo, um componente autoregressivo de ordem 1. A amostra considerada são os anos de 1998 a 2017 (20 observações) e o estimador utilizado é o de MQNL. Os resultados apontam que, ao menos no longo prazo, a intensidade do uso de combustíveis líquidos continuará a se reduzir, refletindo os contínuos ganhos de eficiência. O gráfico 15 mostra a projeção dinâmica *in sample* desse modelo, indicando um ajuste bastante razoável. Nesse sentido, a desconsideração da elasticidade preço da demanda não parece estar comprometendo os resultados, o que parece confirmar que essa elasticidade é, de fato, pequena. Por exemplo, Costello (2006, p.5) estima que um aumento de 10% no preço reduz, em dois anos, o consumo de combustíveis líquidos em apenas 0,4%.



Fonte: Elaboração própria.

Com base nas estimativas para essa medida de intensidade e para o PIB mundial, foram obtidas projeções anuais para o consumo global de combustíveis líquidos para os anos de 2018 a 2020. Essas estimativas anuais foram, então, interpoladas (interpolação quadrática) para dados mensais. Modelou-se, então, a diferença entre o consumo mundial mensal de combustíveis líquidos dessazonalizado (método *Census X-13*, considerando os dados de janeiro de 1997 a dezembro de 2017) e esse dado interpolado, incluindo, como regressor, um componente de média móvel de ordem 3. A fim de corrigir a heterocedasticidade, foi considerado um modelo de heterocedasticidade

condicional autoregressiva (ARCH)<sup>26</sup>, supondo que os resíduos seguem a *Generalized Error Distribution* (GED). Os dados de janeiro de 1997 a dezembro de 2017 (252 observações) foram utilizados na estimação e o estimador considerado é o de máxima verossimilhança (MV). As taxas de crescimento anuais do consumo mensal dessazonalizado estimadas por esse modelo são apresentadas no gráfico 16.



#### 4.4. Estimativa semanal do excesso de oferta global de combustíveis líquidos

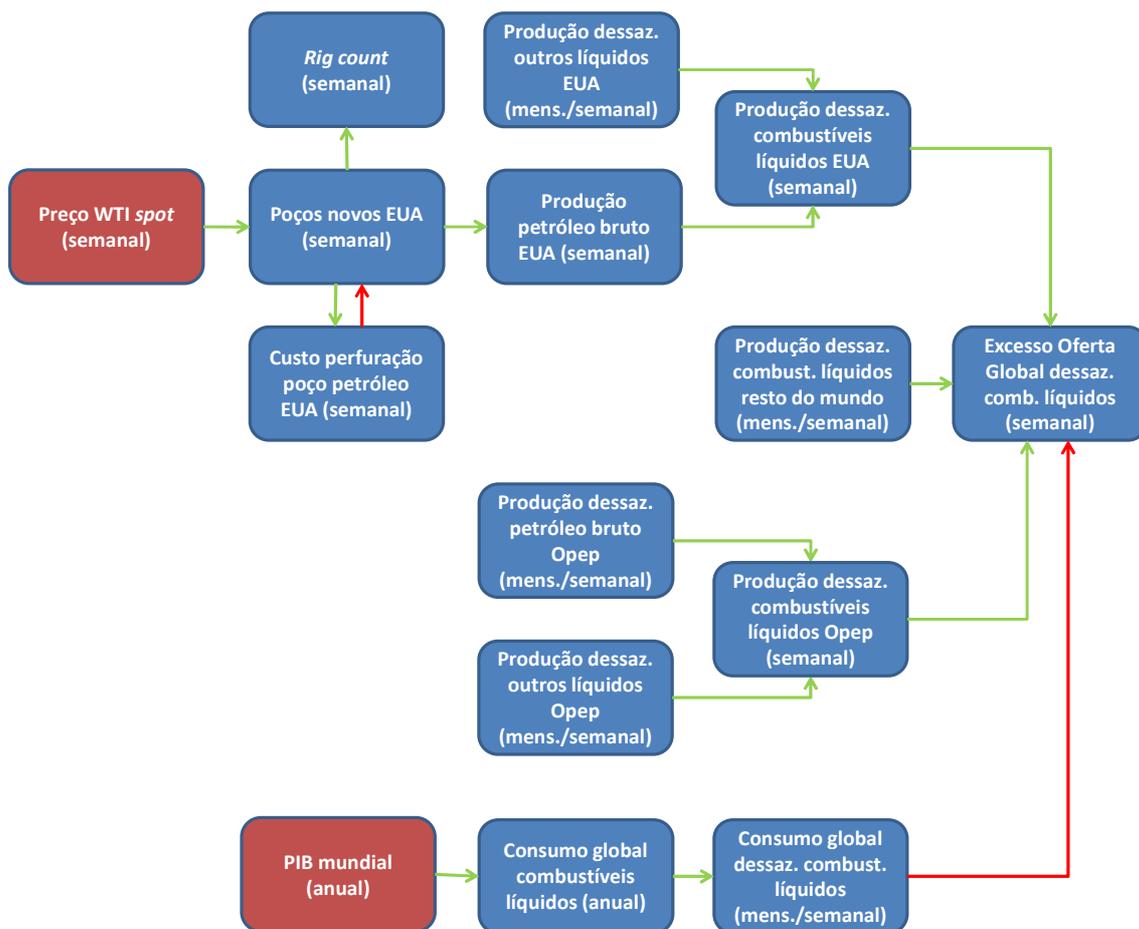
A análise do correlograma dos resíduos do modelo da produção semanal de petróleo bruto nos EUA não revelou a existência de efeitos sazonais. Por isso, o excesso de oferta global semanal dessazonalizado foi calculado utilizando tais dados semanais e, no caso dos demais componentes, os dados mensais dessazonalizados obtidos nas seções 4.2 e 4.3, que foram interpolados (interpolação quadrática) para dados semanais.

#### 4.5. Resumo do modelo de simulação do excesso de oferta global

A fim de concluir a apresentação, a figura 1 apresenta um resumo desse modelo de simulação. As variáveis em caixas vermelhas são variáveis exógenas e as variáveis em caixas azuis são endógenas, enquanto que as setas verdes representam impacto positivo de uma variável sobre a outra e as setas vermelhas indicam impacto negativo.

<sup>26</sup> Na equação da variância, considerou-se uma constante, um componente ARCH de ordem 1 e um GARCH de ordem 1.

**Figura 1: Metodologia de simulação do excesso de oferta global**



Fonte: Elaboração própria.

## 5. Estimativa do preço de longo prazo

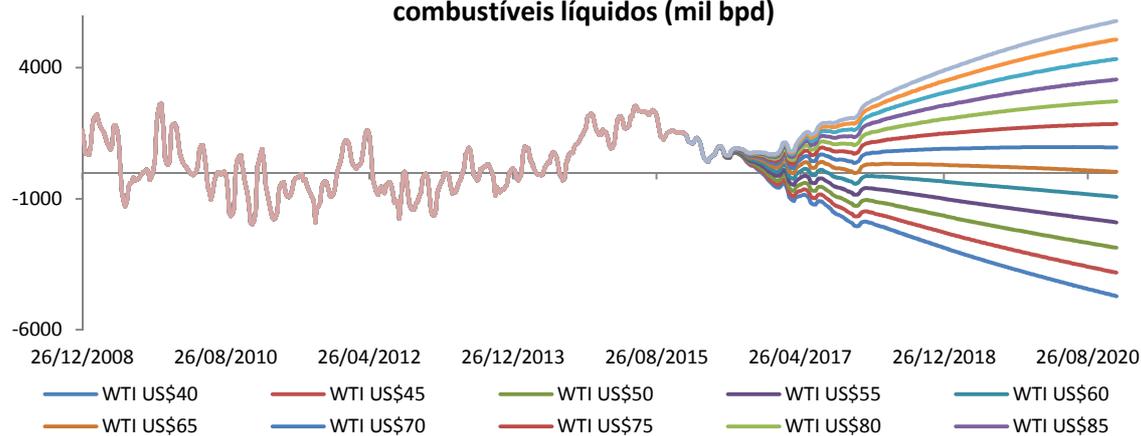
Com base no modelo de simulação desenvolvido na seção 4, podemos obter o preço de equilíbrio. Para isso, vamos estimar o excesso de oferta global para diferentes níveis de preço WTI, buscando identificar o preço que estabiliza tal excesso. Como aqui não estamos interessados na construção de intervalos de confiança e as diferenças entre a média da resolução estocástica e o resultado da resolução determinística eram pequenas, optou-se pelo método mais rápido, isto é, pela resolução determinística.

O gráfico 17 apresenta as projeções para o excesso de oferta global de combustíveis líquidos. Avaliando os diferentes cenários, verifica-se que o preço de equilíbrio de longo prazo está em torno de US\$65 para o barril de petróleo do tipo WTI. Contudo, a expectativa do mercado quanto a esse preço de longo prazo, tem se situado abaixo de US\$55 nas três primeiras semanas de 2016. Nesse contexto, a projeção do

preço de longo prazo esperado pelo mercado deve considerar uma trajetória exógena de convergência do preço para o nível de equilíbrio aqui estimado. Diante da incerteza quanto a essa trajetória, optou-se apenas por uma trajetória suave. De modo mais concreto, considerou-se um processo autoregressivo (AR) de ordem 1 cujo equilíbrio de longo prazo é igual a US\$65 e cujo parâmetro autoregressivo é igual a 0,96.

Além disso, o gráfico 17 mostra que a expectativa quanto ao excesso de oferta no longo prazo estimada pelo modelo é menor que 1 milhão de bpd. Nesse sentido, considerando o preço de equilíbrio de US\$65 e a equação III estimada, temos que o preço WTI *spot* deveria estar acima de US\$55 no início de 2016, o que contrasta com o preço de janeiro de 2016, abaixo de US\$40. Isso reflete tanto a estimativa mais baixa do preço de equilíbrio por parte do mercado quanto o fato do mercado considerar uma expectativa quanto ao excesso de oferta muito superior, acima de 2 milhões de bpd.

**Gráfico 17: Excesso de oferta global semanal dessazonalizado de combustíveis líquidos (mil bpd)**

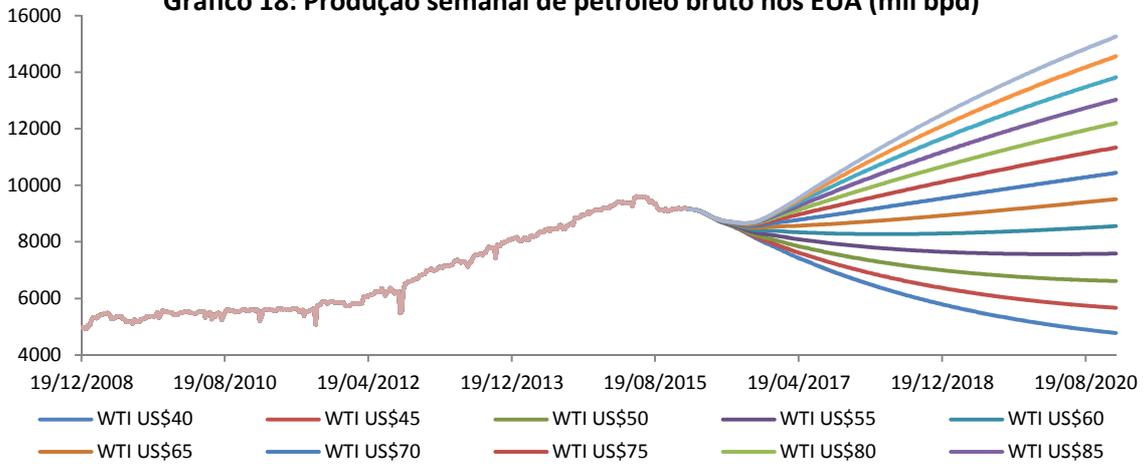


Fonte: Elaboração própria.

Vale ressaltar que, como mostra gráfico 18, o equilíbrio de mercado exige certa recuperação da produção de petróleo bruto nos EUA. Ademais, o gráfico 18 mostra que as estimativas para a produção apresentam diferenças substanciais apenas a partir de fins de 2016, o que confirma que a produção reage ao preço com grandes defasagens. Avaliando o gráfico 19 e tendo em vista o gráfico 18, vê-se que a produção só apresentará certa estabilização se o número de sondas em operação e, pois, de poços novos aumentarem frente aos níveis atuais, o que ocorre apenas com preços mais altos. No que tange ao número de sondas em operação, cabe citar ainda que, mesmo sob esses cenários de alteração abrupta dos preços, o ajuste do nível de investimento é suave, como esperado. Quanto ao gráfico 20, verifica-se que as projeções do custo de

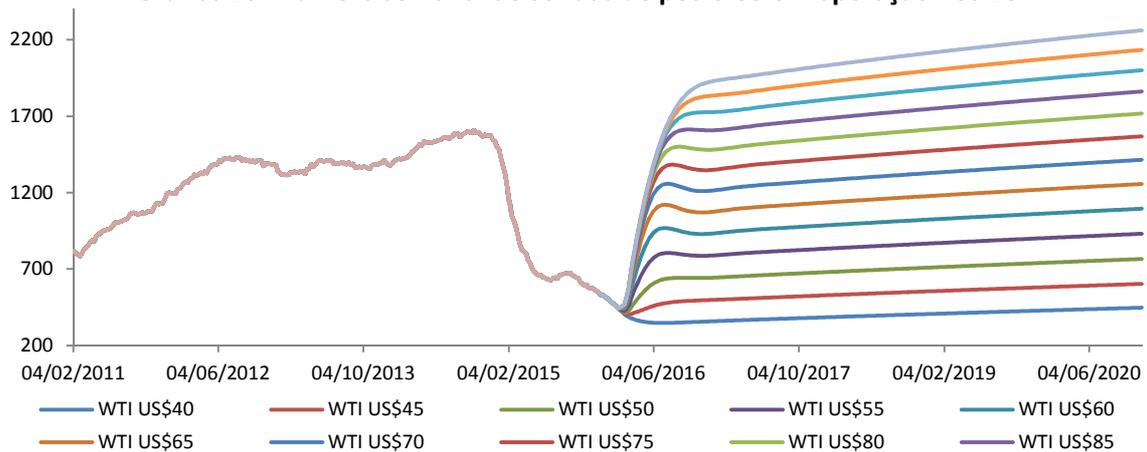
perfuração são muito semelhantes às projeções do número de sondas, já que esse custo está sendo estimado com base no hiato do nível de investimento na abertura de poços.

**Gráfico 18: Produção semanal de petróleo bruto nos EUA (mil bpd)**



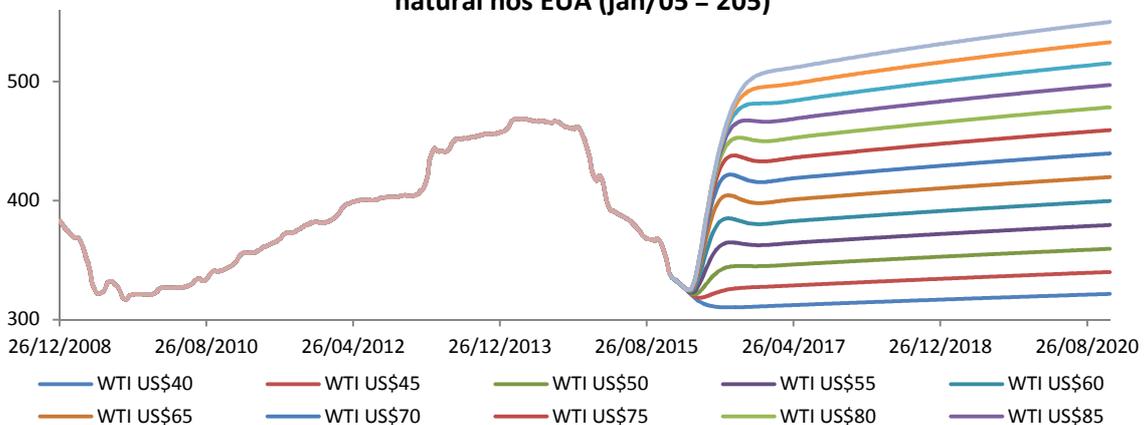
Fonte: Elaboração própria / WPSR-EIA.

**Gráfico 19: Número semanal de sondas de petróleo em operação nos EUA**



Fonte: Elaboração própria / Baker Hughes.

**Gráfico 20: Custo semanal de perfuração de um poço de petróleo/gás natural nos EUA (jan/05 = 205)**

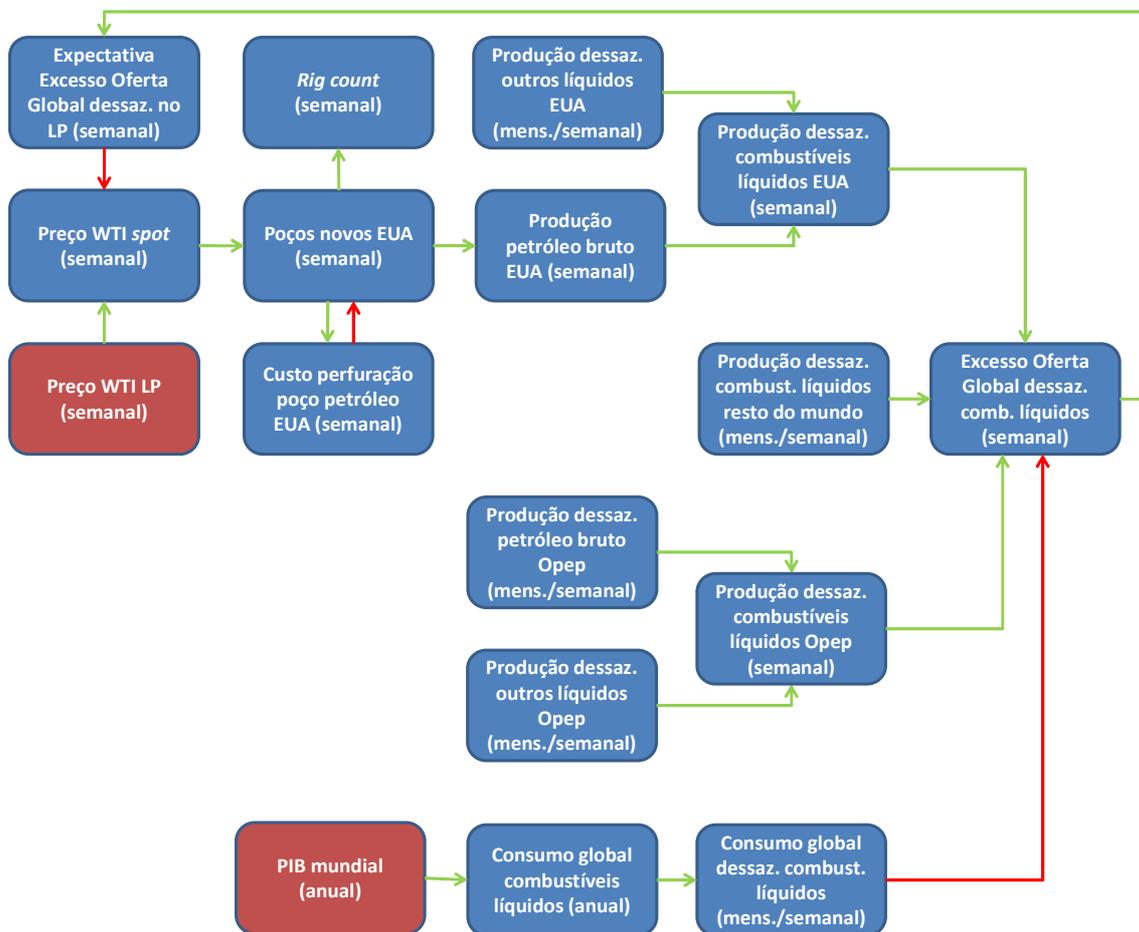


Fonte: Elaboração própria / PPI-BLS.

## 6. Projeção do preço *spot*: integrando as metodologias

A figura 2 apresenta um resumo da metodologia de projeção dos preços, que tem como variáveis exógenas o PIB mundial e o preço de longo prazo esperado pelo mercado, cujo nível de equilíbrio foi obtido a partir do modelo de simulação. Como mostra a figura 2, o preço WTI *spot* é determinado pelo preço WTI de longo prazo, que foi obtido na seção 5, e pela expectativa quanto ao excesso de oferta global, que converge no longo prazo para o valor efetivo do excesso de oferta (seção 3.2). Esse valor efetivo, por sua vez, está sendo pelo modelo de simulação da seção 4, que, como mostra a figura 1, tem o próprio preço WTI *spot* como uma das variáveis exógenas.

**Figura 2: Metodologia de projeção dos preços**



Fonte: Elaboração própria.

Para a solução do sistema de equações, utilizar-se-á a resolução estocástica, já que, nesse caso, houve diferenças mais significativas entre os métodos, além de estarmos interessados aqui na construção de intervalos de confiança. Esses intervalos

consideram as duas fontes de incerteza existentes das variáveis endógenas: a incerteza dos parâmetros, com exceção dos parâmetros dos modelos não lineares do número de poços novos<sup>27</sup>, e a incerteza relacionada aos choques de cada equação. No caso dos choques, considerou-se normalidade dos resíduos, sendo que, no caso das variáveis endógenas cujos modelos são semanais, a matriz de variância-covariância dos resíduos foi estimada considerando os dados entre as semanas encerradas em 24/6/2011 e em 25/9/2015 (223 observações), período em que há coincidência da amostra de todas as equações semanais. No caso das variáveis endógenas mensais interpoladas, os erros padrões da estimativa se basearam em modelos mensais<sup>28</sup>. Por fim, no caso da variável exógena preço de logo prazo, os erros padrões foram obtidos modelando, a partir de um processo ARCH, a variância do erro de projeção do processo AR utilizado na previsão<sup>29</sup>. Para isso, foi utilizado o estimador de MV sob a hipótese de normalidade dos resíduos e foram considerados os dados entre as semanas encerradas em 28/11/2014 e em 15/01/2016 (60 observações), período em que a OPEP não atuou para equilibrar o mercado. Nesse contexto, os resultados centrais apresentados representam a média das 10.000 simulações efetuadas. No caso dos intervalos de confiança, foram utilizados os *bounds* empíricos, já que, devido às não linearidades do modelo, os intervalos podem não ser normais mesmo diante da suposição da normalidade de todos os resíduos.

O gráfico 21 apresenta a projeção dos preços. Comparando com as projeções do STEO-EIA de janeiro de 2016, verifica-se que o modelo aqui proposto prevê um aumento mais rápido dos preços em 2016 e 2017. Além disso, as projeções aqui apresentadas indicam que o preço WTI *spot* só converge para valores próximos do preço de equilíbrio no final do período, sendo que tal preço até ultrapassa o preço de equilíbrio no início de 2018. Esse movimento se deve à convergência relativamente lenta da expectativa quanto ao excesso de oferta global no longo prazo em direção ao valor real (gráfico 22).

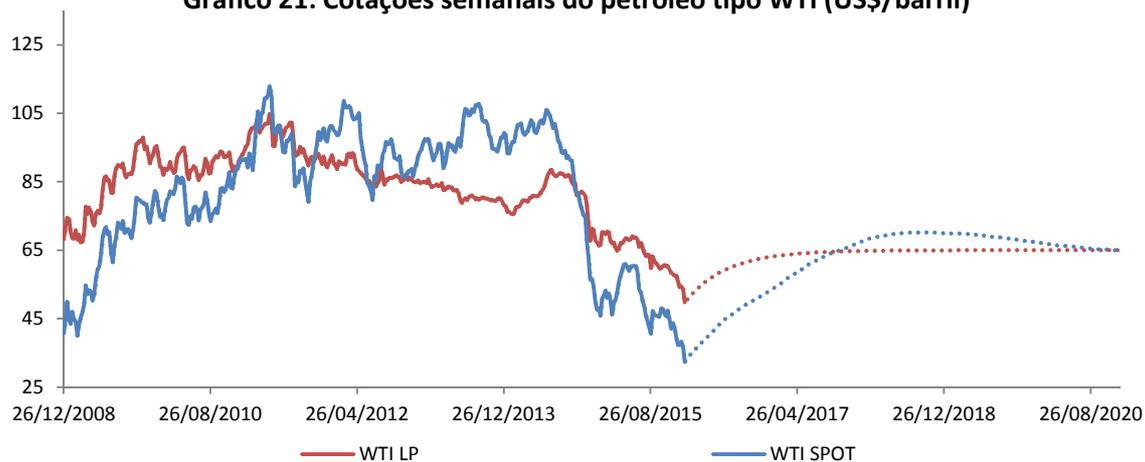
---

<sup>27</sup> Isso se deve a restrições do software estatístico utilizado (EViews).

<sup>28</sup> Os erros padrões foram calculados considerando as duas fontes de incerteza a partir de modelos ARIMA mensais estimados com base apenas nos dados realizados, até dezembro de 2015, e, então, interpolados (interpolação quadrática) para dados semanais.

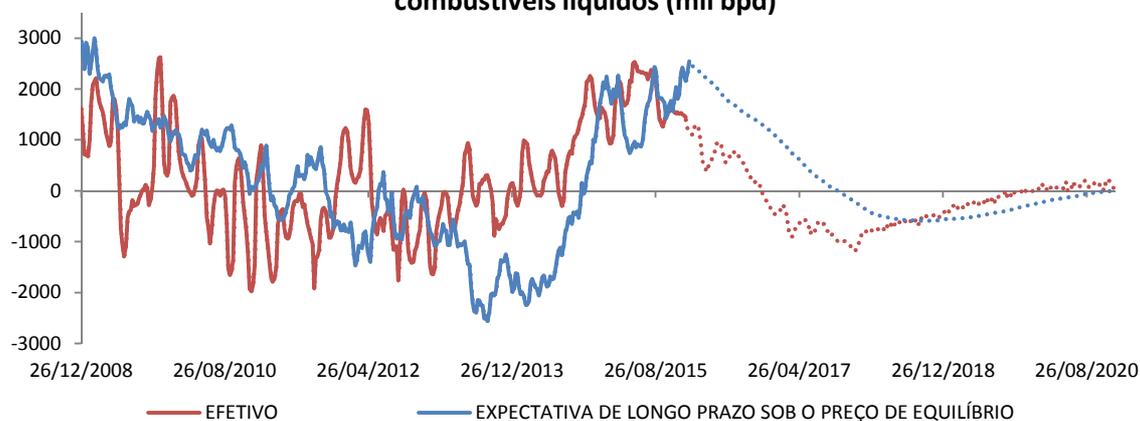
<sup>29</sup> Na equação da variância, considerou-se uma constante, um componente ARCH de ordem 1 e um GARCH de ordem 1.

**Gráfico 21: Cotações semanais do petróleo tipo WTI (US\$/barril)**



Fonte: Elaboração própria / Bloomberg.

**Gráfico 22: Excesso de oferta global semanal dessazonalizado de combustíveis líquidos (mil bpd)**



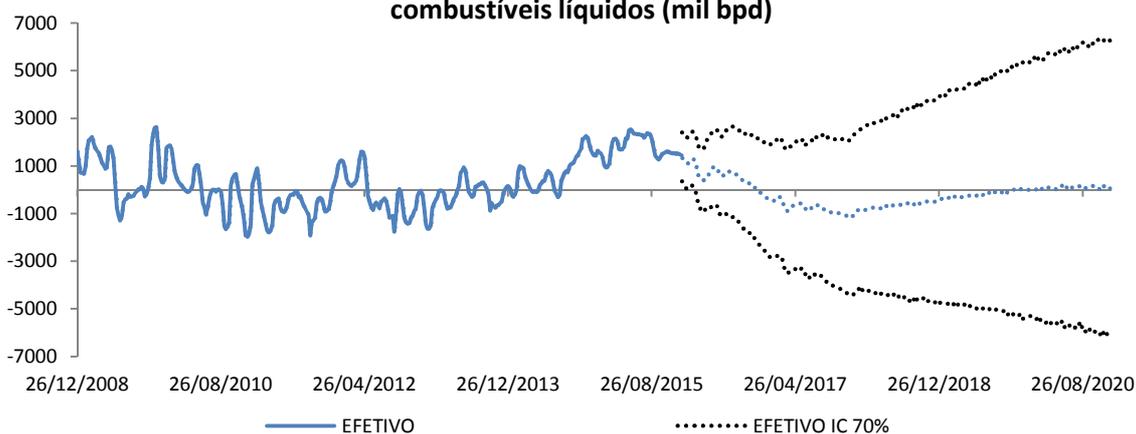
Fonte: Elaboração própria.

De qualquer forma, não podemos descartar uma convergência mais rápida, já que existe elevada incerteza quanto à trajetória das variáveis. Por exemplo, o gráfico 23 mostra o excesso de oferta efetivo e o intervalo de confiança 70%, que é bastante largo. Já o gráfico 24 mostra a projeção para o preço WTI com o respectivo intervalo de confiança 70%. Entre fins de 2016 e meados de 2017, esse intervalo é de cerca de US\$12 para cima e para baixo, atingindo US\$25 em 2020. Mesmo sendo relativamente largo, chama a atenção o fato do intervalo de confiança do preço ser mais fechado que o intervalo de confiança do excesso de oferta. Esse intervalo mais fechado se deve às não linearidades do modelo do número de poços novos, já que pequenas variações de preço podem levar a grandes variações no investimento no longo prazo. De fato, o gráfico 25 mostra um intervalo de confiança bastante largo para o número de sondas, o que acaba por se refletir também nas projeções da produção de petróleo nos EUA (gráfico 26).

Vale ressaltar que a elevada incerteza quanto ao número de sondas se deve também à baixa precisão do modelo do custo de perfuração (gráfico 27), já destacada na seção 4.1.

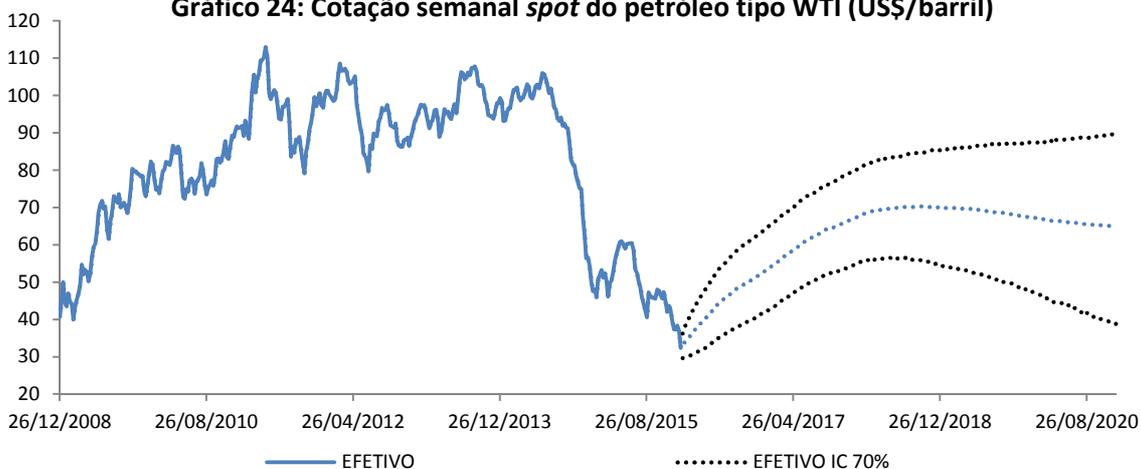
Não obstante as incertezas, uma redução do excesso de oferta global é esperada, o que se deve à redução da produção de petróleo bruto nos EUA. Como pode ser visto no gráfico 26, a produção nos EUA cairia até fins de 2017, atingindo 7,5 milhões de bpd, uma queda de 1,7 milhão de bpd frente ao observado ao final de 2015. Boa parte dessa queda, vale destacar, ocorreria ainda em 2016: redução de 1,3 milhão de bpd entre o fim de 2015 e o fim de 2016. Alguma retomada da produção seria observada apenas a partir de 2018, com a produção atingindo 9,6 milhões de bpd ao final de 2020. Esse desempenho relativamente frágil da produção deriva do aumento pouco significativo do número esperado de sondas em operação, como mostra o gráfico 25.

**Gráfico 23: Excesso de oferta global semanal dessazonalizado de combustíveis líquidos (mil bpd)**



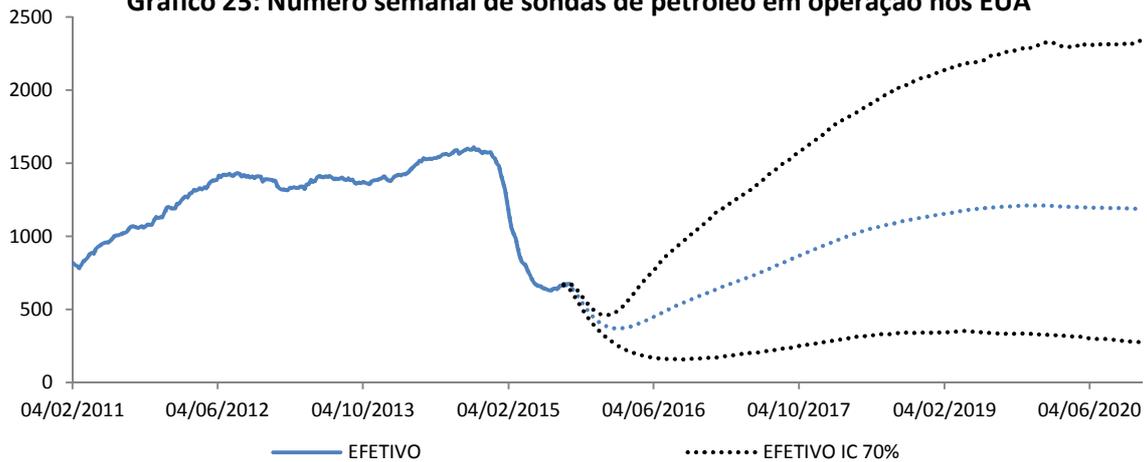
Fonte: Elaboração própria.

**Gráfico 24: Cotação semanal spot do petróleo tipo WTI (US\$/barril)**



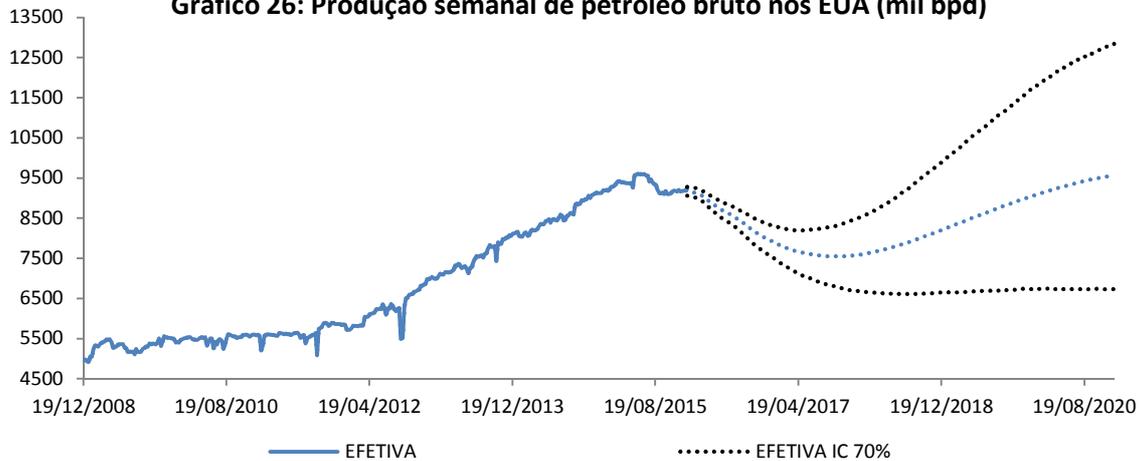
Fonte: Elaboração própria / Bloomberg.

**Gráfico 25: Número semanal de sondas de petróleo em operação nos EUA**



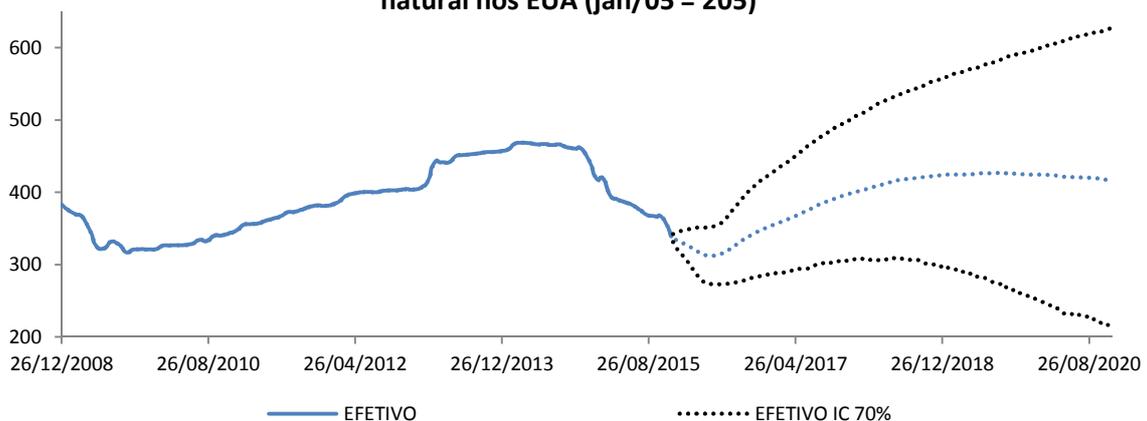
Fonte: Elaboração própria / Baker Hughes.

**Gráfico 26: Produção semanal de petróleo bruto nos EUA (mil bpd)**



Fonte: Elaboração própria / WPSR-EIA.

**Gráfico 27: Custo semanal de perfuração de um poço de petróleo/gás natural nos EUA (jan/05 = 205)**



Fonte: Elaboração própria / PPI-BLS.

## 7. Conclusão

Como apresentado na introdução, atualmente no mercado de petróleo, a principal pergunta é: qual será o comportamento dos preços do petróleo a fim de garantir o reequilíbrio do mercado? Diante dessa pergunta e do momento atual de mudança da estratégia da OPEP, optou-se pela utilização de um modelo estrutural, conforme a definição de Huntington et al. (2013). Em linhas gerais, o modelo aqui proposto é inovador frente à literatura de modelos estruturais ao focar nos países não pertencentes à OPEP, especialmente nos EUA, sendo, assim, mais adequado ao período atual; ao ser em bases semanais, o que tende a aumentar a capacidade preditiva; e ao não supor que o mercado está sempre equilibrado, o que é coerente com o ajuste lento da oferta e da demanda frente aos preços, especialmente no período recente.

Nesse contexto, foi proposto um modelo de precificação alternativo ao *Hotelling model*. Esse modelo alternativo supõe que os produtores não pertencentes à OPEP produzem o máximo possível a cada período, com o preço *spot* impactando a oferta apenas por meio das decisões de investimento em novos poços; considera a existência de especuladores, que arbitram com os preços presente e futuro; e avalia o equilíbrio de mercado apenas a longo prazo. Tal modelo alternativo, diferentemente do modelo de Hotelling, não sugere uma estrutura rígida para o formato das curvas de preços futuros, sendo, assim, mais adequado ao mercado de petróleo. Inclusive, esse modelo, ao explicar a diferença entre o preço de longo prazo e o *spot*, acaba por fornecer uma justificativa para o formato geral da curva de preços futuros, sendo tal justificativa coerente com a avaliação comumente apresentada por analistas de mercado.

Foi, então, desenvolvido aqui um modelo de simulação do excesso de oferta global, que tinha como foco a oferta de petróleo bruto dos EUA. Esse modelo da oferta dos EUA, que é totalmente compatível com o modelo de precificação alternativo, se mostra bastante inovador, sob diferentes aspectos: estimação do número de poços novos por meio do filtro de Kalman; estimação do “potencial físico” da produção total a partir de método de filtragem aqui desenvolvido; estimação da produção potencial dos poços individuais utilizando uma generalização do procedimento de Koyck, que foi aqui proposta; modelagem da decisão de investimento na abertura de novos poços que combinou mais adequadamente os efeitos econômicos e tecnológicos; entre outros.

Por fim, a fim de responder à pergunta proposta, o modelo de precificação alternativo foi integrado ao modelo de simulação e ao preço de longo prazo por este gerado. Não obstante as elevadas incertezas existentes, os resultados encontrados sugerem que o cenário atual de excesso de oferta global deve se reverter apenas a partir de 2017, com a produção nos EUA recuando 1,7 milhão de bpd entre fins de 2015 e de 2017 em meio ao baixo número de sondas em operação. Nesse contexto, as cotações devem apresentar trajetória de recuperação até 2018, quando os preços apresentariam lenta tendência de queda, com o preço WTI convergindo para o equilíbrio de longo prazo, de US\$65, em 2020. Essa elevação dos preços seria, então, acompanhada por um aumento da produção nos EUA, que se situaria em 9,6 milhões de bpd ao final de 2020.

De todo modo, existe amplo espaço para futuras pesquisas. Destacamos, aqui, apenas quatro questões. Em primeiro lugar, ajustar o modelo da produção potencial total de modo a obter estimativas da produção potencial dos poços que sejam estáveis e, ao mesmo tempo, apresentem decaimento mais acentuado nos anos iniciais de produção. Isso pode requerer, por exemplo, uma estratégia conjunta de estimação da produção potencial total e da produção potencial dos poços. Em segundo lugar, alteração do modelo do preço de longo prazo esperado pelo mercado de modo a tornar a estimação desse preço endógena ao modelo, o que, inclusive, melhoraria a identificação das incertezas. Em terceiro lugar, a tendência de longo prazo dos possíveis pontos de perfuração poderia considerar outras formas funcionais, de modo a tentar captar melhor a questão da maturidade das tecnologias. Em quarto lugar, a dispersão encontrada dos *break-evens* possivelmente se deve à dispersão das produtividades iniciais dos poços, o que poderia ser considerado na modelagem da produção potencial total.

## Referências Bibliográficas

ALMON, S. *The distributed lag between capital appropriations and expenditures*. **Econometrica**, v. 33, p. 178-196, jan. 1965.

ALQUIST, Ron; KILIAN, Lutz; VIGFUSSON, Robert. *Forecasting the Price of Oil*. In: ELLIOTT, G; TIMMERMANN, A (Ed.). **Handbook of economic forecasting**, v.2A. Amsterdam: North-Holland, 2013. p.427-507.

BECKERS, B.; BEIDAS-STROM, S. *Forecasting the Nominal Brent Oil Price with VARs—One Model Fits All? IMF Working Paper*, nº 15/251. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=43423>>. Acesso em: 07 dez. 2015.

BENES, J.; CHAUVET, M.; KAMENIK, O.; KUMHOF, M.; LAXTON, D.; MURSULA, S.; SELODY, J. *The future of oil: Geology versus technology*. **International Journal of Forecasting**, v.31, n.1, p. 207-221, 2015.

COSTELLO, D. *Reduced Form Energy Model Elasticities from EIA's Regional Short Term Energy Model (RSTEM)*. **Short-Term Energy and Winter Fuels Outlook (STEO) - Special Analysis**, mai. 2006. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/special/pdf/elasticities.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2015.

*CRUDE OIL adjustment balances independently developed supply and disposition components*. **U.S. Energy Information Administration (EIA) website**, 02 jun. 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21472>>. Acesso em: 23 set. 2015.

DEUTSCHE BANK. **Crude Oil: On Negative Watch - Markets Research, January 2016**. Disponível em: <[http://pull.db-gmresearch.com/cgi-bin/pull/DocPull/12710-8561/48530990/DB\\_SpecialReport\\_2016-01-26\\_0900b8c08ab3f57b.pdf](http://pull.db-gmresearch.com/cgi-bin/pull/DocPull/12710-8561/48530990/DB_SpecialReport_2016-01-26_0900b8c08ab3f57b.pdf)>. Acesso em: 09 mar. 2016.

DEVARAJAN, S.; FISHER, A.C. *Hotelling's "Economic of Exhaustible Resources": Fifty Years Later*. **Journal of Economic Literature**, v. 19, n. 1, p. 65-73, mar. 1981.

*EIA REPORTS show different aspects of U.S. oil production statistics and trends*. **U.S. Energy Information Administration (EIA) website**, 30 jul. 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=22292>>. Acesso em: 23 set. 2015.

FARZIN, Y.H. *The impact of oil price on additions to US proven reserves*. **Resource and Energy Economics**, v. 23, n. 3, p. 271-292, jul. 2001.

HOTELLING, H. *The Economics of Exhaustible Resources*. ***Journal of Political Economy***, v. 39, n. 2, p. 137-175, abr. 1931.

HUBBERT, M.K. *Nuclear energy and the fossil fuels*. ***American Petroleum Institute Drilling and Production Practice***, p. 5-75, 1956.

HUNTINGTON, H.; AL-FATTAH, S.M.; HUANG, Z.; GUCWA, M.; NOURI, A. *Oil Markets and Price Movements: A Survey of Models*. ***USAEE Working Paper No. 13-129***, 2013.

KAUFMANN, R.K. *Oil production in the lower 48 states: Reconciling curve fitting and econometric models*. ***Resources and Energy***, v. 13, n. 1, p. 111-127, fev. 1991.

KOYCK, L. M. ***Distributed lags and investment analysis***. Amsterdã: *North Holland Publishing Company*, 1954.

LONG, N.V. *Resource Extraction under the Uncertainty about Possible Nationalization*. ***Journal of Economic Theory***, v. 10, n. 1, p. 42-53, 1975.

*NEW EAGLE FORD wells continue to show higher production*. ***U.S. Energy Information Administration (EIA) website***, 29 set. 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18171>>. Acesso em: 06 nov. 2015.

OPEC. ***OPEC Monthly Oil Market Report – February 2015***. Disponível em: <[http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/MO\\_MR\\_February\\_2015.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MO_MR_February_2015.pdf)>. Acesso em: 24 set. 2015.

PESARAN, M.H. *An Econometric Analysis of Exploration and Extraction of Oil in the U.K. Continental Shelf*. ***The Economic Journal***, v. 100, n. 401, p. 367-390, jun. 1990.

*RIG COUNT FAQs*. ***Baker Hughes website***, 25 set. 2015. Disponível em: <<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsfaqs>>. Acesso em: 25 set. 2015.

RINGLUND, G.B.; ROSENDAHL, K.E.; SKJERPEN, T. *Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation*. ***Energy Economics***, v. 30, n. 2, p. 371-396, mar. 2008.

*Rystad Energy*. ***U.S. Shale Newsletter – January 05, 2015***. Disponível em: <<http://www.rystadenergy.com/AboutUs/NewsCenter/Newsletters/UsArchive/us-q1-2015>>. Acesso em: 6 out. 2015.

*THE PROCESS of Hydraulic Fracturing. United States Environmental Protection Agency website, 22 jul. 2015. Disponível em: <<http://www2.epa.gov/hydraulicfracturing/process-hydraulic-fracturing>>. Acesso em: 24 set. 2015.*

THOMPSON, A.C. *The Hotelling Principle, backwardation of futures prices and the values of developed petroleum reserves – the production constraint hypothesis. Resource and Energy Economics*, v. 23, n. 2, p. 133-156, abr. 2001.

U.S. Energy Information Administration - EIA. **Drilling Productivity Report – September 2015**. Disponível em: <<http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2015.

WEINSTEIN, M.C.; ZECKHAUSER, R.J. *The Optimal Consumption of Depletable Natural Resources. The Quarterly Journal of Economics*, v. 89, n. 3, p. 371-392, ago. 1975.

WIRL, F. *Why do oil prices jump (or fall)? Energy Policy*, v. 36, n. 3, p. 1029-1043, fev. 2008.

WORLD BANK. **Global Economic Prospects – January 2015**. Disponível em: <[https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEP2015a/pdfs/GEP15a\\_web\\_full.pdf](https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEP2015a/pdfs/GEP15a_web_full.pdf)>. Acesso em: 05 nov. 2015.

## Anexo: modelo generalizado de Koyck

No caso em que os poços não são desagregados, temos duas equações básicas:

$$Potenc_t = PU_0W_t + PU_1W_{t-1} + PU_2W_{t-2} + \dots + \varepsilon_t^{kg} \quad (A.I)$$

$$PU_j = \varphi_1PU_{j-1} + \varphi_2PU_{j-2} + \dots + \varphi_pPU_{j-p}, \text{ com } j \geq p \quad (A.II)$$

Substituindo a equação A.II na equação A.I, temos:

$$Potenc_t = \sum_{g=0}^{p-1} PU_gW_{t-g} + \sum_{i=1}^p \varphi_i \sum_{j=0}^{\infty} PU_{p+j-i}W_{t-p-j} + \varepsilon_t^{kg} \quad (A.III)$$

Note que:

$$\sum_{l=i}^{\infty} PU_{l-i}W_{t-l} = Potenc_{t-i} - \varepsilon_{t-i}^{kg} \quad (A.IV)$$

Subtraindo  $\sum_{j=0}^{\infty} PU_{p+j-i}W_{t-p-j}$  de ambos os lados da equação A.IV, temos:

$$\begin{aligned} Potenc_{t-i} - \varepsilon_{t-i}^{kg} - \sum_{j=0}^{\infty} PU_{p+j-i}W_{t-p-j} &= \sum_{l=i}^{\infty} PU_{l-i}W_{t-l} - \sum_{n=p}^{\infty} PU_{n-i}W_{t-n} \\ Potenc_{t-i} - \varepsilon_{t-i}^{kg} - \sum_{j=0}^{\infty} PU_{p+j-i}W_{t-p-j} &= \sum_{l=i}^{p-1} PU_{l-i}W_{t-l} + \sum_{m=p}^{\infty} PU_{m-i}W_{t-m} - \\ &\sum_{n=p}^{\infty} PU_{n-i}W_{t-n} \\ \sum_{j=0}^{\infty} PU_{p+j-i}W_{t-p-j} &= Potenc_{t-i} - \sum_{l=i}^{p-1} PU_{l-i}W_{t-l} - \varepsilon_{t-i}^{kg} \quad (A.V) \end{aligned}$$

Podemos, então, substituir a equação A.V na equação A.III, o que nos leva a:

$$\begin{aligned} Potenc_t &= \sum_{g=0}^{p-1} PU_gW_{t-g} - \sum_{i=1}^{p-1} \sum_{l=i}^{p-1} \varphi_i PU_{l-i}W_{t-l} + \sum_{m=1}^p \varphi_m Potenc_{t-m} + \\ &(\varepsilon_t^{kg} - \sum_{n=1}^p \varphi_n \varepsilon_{t-n}^{kg}) \quad (A.VI) \end{aligned}$$

Note que:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{p-1} \sum_{l=i}^{p-1} \varphi_i PU_{l-i}W_{t-l} &= [\varphi_1PU_0W_{t-1} + \varphi_1PU_1W_{t-2} + \dots + \varphi_1PU_{p-2}W_{t-(p-1)} + \\ &\varphi_2PU_0W_{t-2} + \dots + \varphi_{p-1}PU_0W_{t-(p-1)}] = \sum_{l=1}^{p-1} W_{t-l} \sum_{h=1}^l \varphi_h PU_{l-h} \quad (A.VII) \end{aligned}$$

Então, substituindo a equação A.VII na equação A.VI, temos

$$Potenc_t = \sum_{g=0}^{p-1} PU_g W_{t-g} - \sum_{l=1}^{p-1} W_{t-l} \sum_{h=1}^l \varphi_h PU_{l-h} + \sum_{m=1}^p \varphi_m Potenc_{t-m} +$$

$$(\varepsilon_t^{kg} - \sum_{n=1}^p \varphi_n \varepsilon_{t-n}^{kg})$$

$$Potenc_t = PU_0 W_t + \sum_{g=1}^{p-1} W_{t-g} (PU_g - \sum_{h=1}^g \varphi_h PU_{g-h}) + \sum_{m=1}^p \varphi_m Potenc_{t-m} +$$

$$(\varepsilon_t^{kg} - \sum_{n=1}^p \varphi_n \varepsilon_{t-n}^{kg})$$