

Fraturamento Hidráulico e a Geopolítica do Mercado Energético

Autores: Hugo Coqueijo de Abreu e Vitor Dias Rocio

Orientadora: Monica Bruckmann

Instituto de Economia

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Trabajo preparado para su presentación en el VIII Congreso Latinoamericano de Ciencia Política, organizado por la Asociación Latinoamericana de Ciencia Política (ALACIP). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, 22 al 24 de julio de 2015.

1. Introdução

- Contextualização:

Durante o início do século XXI, a matriz energética dominante no mundo é derivada de combustíveis fósseis, tais como o carvão, o petróleo, seus derivados e o gás natural. Na primeira década deste século, em um contexto de estagnação da oferta devido à depleção na produção das jazidas convencionais e crescimento da demanda, foi natural o aumento dos preços no mercado mundial. O aumento da demanda dos países centrais por energia continuou em alta para o abastecimento voltado à produção industrial e ao consumo doméstico. Com o crescimento astronômico da economia chinesa e a recuperação da influência da OPEP no mercado de energia, essa tendência de alta nos preços somente se confirmou.

Nos Estados Unidos especificamente, as reservas provadas de gás vinham caindo desde o fim dos anos 60, o que significava que sem uma reversão nessa tendência, os campos de petróleo *on shore* perderiam sua capacidade de produzir em poucos anos, colocando o país em uma situação dependente das importações de petróleo. A necessidade estratégica de se tornar menos vulnerável ao cenário externo levou o então recém-criado Departamento de Energia (DOE em inglês) a realizar massivos investimentos no sentido de tentar reverter essa tendência¹. As jazidas convencionais de hidrocarbonetos se encontravam no pico de produção e as previsões para dali há alguns anos não eram muito animadoras.

Os investimentos do governo estadunidense a partir desta década surgiram através de incentivos de preço, créditos fiscais e programas de pesquisa e desenvolvimento que promovessem a reestruturação da indústria de gás através da exploração de jazidas não convencionais². “O orçamento para pesquisa em energia mais que dobrou entre 1973 e 1976 e o componente para combustíveis fósseis mais que decuplicou entre 1974 (\$143mi) e 1979 (\$1,41bi)”³.

Tentativas de exploração comercial dessas jazidas ocorriam desde então, porém somente no final dos anos 90, foi então conseguido viabilizar a produção em larga escala pela empresa Mitchell Energy no campo de Barnett (Texas), que inicialmente não era considerado uma potencial reserva importante devido ao pouco conhecimento da jazida⁴. Além dos incentivos governamentais já citados, o êxito econômico de Barnett se deu, mais especificamente, pela necessidade desta empresa de satisfazer a demanda da companhia de gasodutos Natural Gas Pipeline Company of America (NGPC). A Mitchell Energy tinha um contrato de fornecimento de gás de longo prazo com preços de venda acima do preço de mercado⁵, o que deu a eles uma certa folga para desenvolver práticas próprias de exploração comercialmente viáveis.

¹ WANG, Z., KRUPNICK, A. “*A retrospective review of Shale Gas Development in the United States*”. 2013, p.6

² Ibid.

³ National Energy Technology Laboratory (2010, p. 255) *apud* WANG, Z., KRUPNICK, A. “*A retrospective review of Shale Gas Development in the United States*”. 2013, p.8

⁴ WANG, Z., KRUPNICK, A. “*A retrospective review of Shale Gas Development in the United States*”. 2013, p.16

⁵ WANG, Z., KRUPNICK, A. “*A retrospective review of Shale Gas Development in the United States*”. 2013, p.17

- Jazidas não-convencionais, exploração e produtos:

As jazidas de petróleo e gás convencionais são aquelas formadas a partir de processos geológicos normais de soterramento de matéria orgânica em bacias sedimentares de relativamente fácil extração, apresentando rochas com alta porosidade. Já as chamadas jazidas “não convencionais” não têm uma definição única, mas pode-se dizer que são aquelas encontradas a uma profundidade em torno de 3000 metros em rochas ricas em querogênio (Kerogen) menos porosas que as convencionais, que são comercialmente menos viáveis que as jazidas convencionais em termos de extração. A imprecisão para definir o termo se dá porque essas jazidas no futuro podem se tornar “convencionais” com o avanço das técnicas e subsequente barateamento dos custos de sua extração, tornando sua exploração mais comum. Grosso modo, pode-se dizer que as jazidas de onde se extraem os óleos e os gases são formadas por rochas mais “jóvens” que as jazidas convencionais, já que se encontram em um estágio “premature” e ainda não liberaram o querogênio de seus poros como as rochas mais “maduras” das jazidas convencionais.

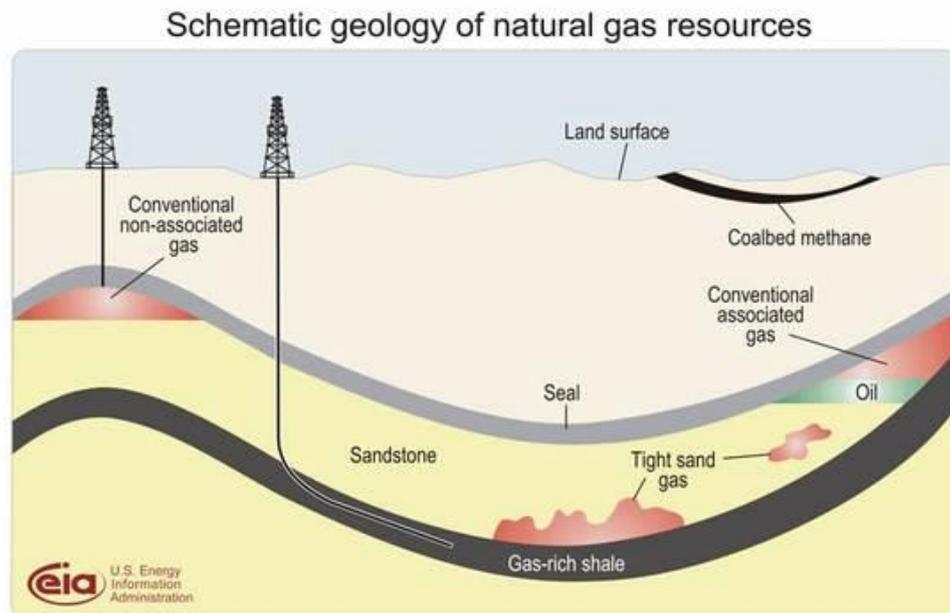


Figura 1: Esquemático dos recursos de gás natural. Fonte: U.S Energy Information Administration (EIA)

Os subprodutos extraídos destas jazidas podem apresentar-se nas formas gasosa ou líquida. Alguns exemplos desses gases são o gás de xisto (shale gas), gás de formações compactas (tight gas), ou o metano encontrado nas capas de carvão (coalbed methane). Os óleos crus considerados de origem não convencional são o óleo de xisto (shale oil)⁶, óleo de formações compactas (tight oil), óleos pesados (heavy oil) e areias betuminosas (oil sands).

A rigor, estes produtos são os mesmos que os provenientes de formações convencionais, sendo negociados de forma indistinta. Entretanto, no caso dos óleos, vale ressaltar, após o processo de refino as proporções dos subprodutos podem variar em

⁶ É importante diferenciar os termos *Oil Shale* e *Shale Oil*. A primeira diz respeito à rocha rica em xisto, enquanto que a segunda se refere ao óleo de xisto.

virtude do tipo de rocha proveniente deste óleo. Não é incomum, também, um mesmo poço produzir gás e líquidos de petróleo ao mesmo tempo.

A exploração dessas jazidas acontece por meio da realização de perfurações verticais no solo de modo a chegar na profundidade da rocha de interesse, quando então passa a perfurar-se na horizontal em distâncias que podem variar, mas que ficam em torno de 1600m (1 milha). Essa técnica reduz o impacto na superfície e otimiza a área de contato com a camada de rocha a ser explorada.

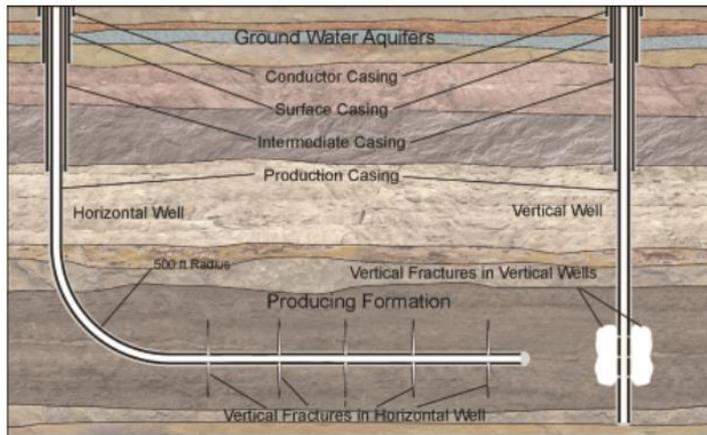


Figura 2: Esquemático de poços horizontal e vertical. Fonte: American Petroleum Institute (API)

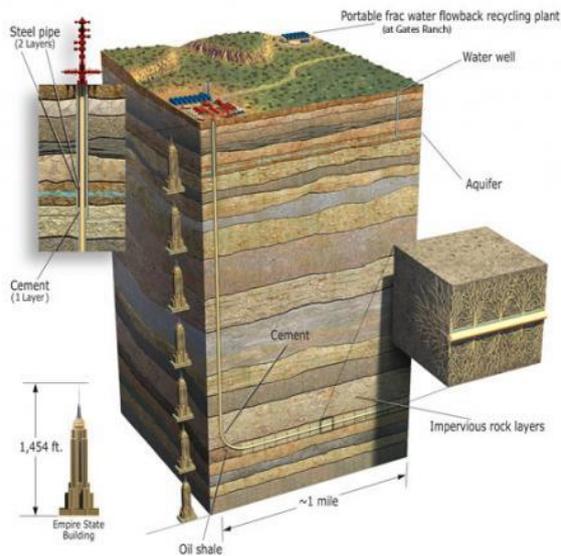


Figura 3: Esquemático de um poço típico. Fonte: Fracfocus.org

2. Fraturamento Hidráulico

- A técnica e suas controvérsias:

O fraturamento hidráulico (hydraulic fracturing, hydrofracturing ou somente fracking) é uma técnica que busca “estimular” as rochas de forma a facilitar retirada de hidrocarbonetos de seus poros. Rochas que apresentam baixa permeabilidade retêm a matéria orgânica (gás e/ou óleo) de forma diferente das rochas de maior permeabilidade, sendo necessário utilizar esta técnica para fraturar a rocha e promover a interconexão

entre seus poros. A técnica em si consiste na injeção a altas pressões de uma solução de água, areia e agentes químicos. Após a fraturação da rocha, o gás ou óleo podem fluir para o poço sem muitos obstáculos. É uma tentativa de “forçar o amadurecimento” da rocha, para facilitar retirar o hidrocarboneto ali retido, como se fosse uma rocha de maior porosidade. Não é uma técnica nova, sendo empregada pelo menos desde 1949⁷. A perfuração horizontal do subsolo também é uma técnica antiga, sendo sua patente do ano de 1891⁸.

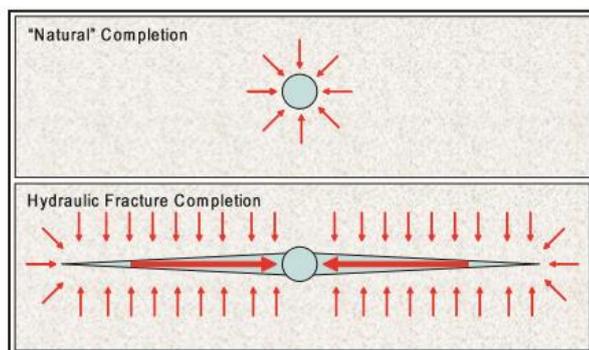


Figura 4: Representação esquemática de rocha antes e depois do fraturamento. Fonte: FITZGERALD, T.

O termo “fracking” é utilizado equivocadamente para denominar o ciclo inteiro de extração de hidrocarbonetos de jazidas não convencionais de que tratamos neste trabalho, embora seja, na verdade, apenas uma das oito etapas do processo. As etapas do ciclo de vida de um poço que consideraremos aqui estão baseadas em um estudo feito pela Escola de Negócios de Pittsburgh, que realizou um estudo de caso de poços no campo de Marcellus, situado na região nordeste dos Estados Unidos.

As etapas do processo de extração de gás ou óleo de xisto serão listadas aqui e posteriormente detalhadas na seção de custos:

- (1) Aquisição de locais ou de direitos de exploração e licenciamento ambiental;
- (2) Construção de infra-estrutura local para a exploração;
- (3) Etapas de perfuração vertical e horizontal, revestimento dos dutos;
- (4) Fraturamento hidráulico do subsolo na camada de interesse;
- (5) Acabamento e testes;
- (6) Produção;
- (7) Trabalhos adicionais e/ou paralelos;
- (8) Desligamento do campo, abandono e reintegração do local;

- O fraturamento:

A solução utilizada no fraturamento hidráulico pode variar de poço para poço, de acordo com a formação geológica com a qual se está trabalhando no local. Normalmente compostas na maior parte por água, mas também de substâncias perfurantes (proppants) como areia e substâncias químicas tais como ácidos, anticorrosivos, bactericidas, redutores de fricção, entre outros químicos que, entre diversas funções, tem como objetivo ajudar a evitar corrosão dos revestimentos dos dutos, manter as fraturas abertas e facilitar

⁷ FITZGERALD, T. *Frackonomics: some economics of Hydraulic Fracturing*. 2013, p.1338

⁸ FITZGERALD, T. *Frackonomics: some economics of Hydraulic Fracturing*. 2013, p.1339

o fluxo do hidrocarboneto para a superfície. Parte desta solução retorna à superfície (flowback water) após o processo de fraturamento e outra parte permanece no subsolo. O site www.fracfocus.org dá informações sobre os produtos químicos utilizados em cada poço relatado em atividade, suas concentrações e o volume de água usada no processo. Usualmente, mais de 95% da solução é composta de água, 4% é areia e aproximadamente 1% são agentes químicos. É importante dizer que cada empresa fornecedora destes produtos mantém como segredo industrial a composição integral dos químicos utilizados no processo, sendo divulgadas somente sua função e principal composto.

Abaixo eis exemplos detalhados das substâncias utilizadas poço de gás nos condados de Greene (Philadelphia) e Columbia (Pennsylvania), fraturados em 2008 e 2011 respectivamente:

Hydraulic Fracturing Fluid Product Component Information Disclosure							
Fracture Date:	9/22/2008						
State:	PA						
County:	Greene						
API Number:	37-059-24737						
Operator Name:	Consol Energy						
Well Name and Number:	CNX3						
Longitude:	-80.296207						
Latitude:	39.893301						
Long/Lat Projection:	NAD27						
Production Type:	Gas						
True Vertical Depth (TVD):	7,825						
Total Water Volume (gal):	3,942,637						
Hydraulic Fracturing Fluid Composition:							
Trade Name	Supplier	Purpose	Ingredients	Chemical Abstract Service Number (CAS #)	Maximum Ingredient Concentration in Additive (% by mass)**	Maximum Ingredient Concentration in HF Fluid (% by mass)**	Comments
Scaletrol 720	Baker Hughes	Scale Inhibitor	Ethylene glycol	107-21-1	30.00%	0.00290%	
			Calcium chloride	10043-52-4	5.00%	0.00048%	
Alpha 125	Baker Hughes	Biocide	Glutaraldehyde	111-30-8	30.00%	0.00725%	
FRW-18	Baker Hughes	Friction Reducer	Petroleum distillates	84742-47-8	30.00%	0.02901%	
Inflo 250	Baker Hughes	Surface Tension Reducer	Surfactants	Proprietary	80.00%	0.07736%	
			2-Butoxyethanol	111-76-2	20.00%	0.01934%	
Hydrochloric Acid	Baker Hughes	Acid	Hydrochloric Acid	7647-01-0	7.50%	0.19023%	
Water		Carrier	Water	NA	100.00%	96.49298%	
Sand		Proppant	Sand	NA	100.00%	3.31679%	

Tabela 1: Detalhamento dos químicos usados em fraturamento de poço. Fonte: www.fracfocusdata.org

Hydraulic Fracturing Fluid Product Component Information Disclosure

Fracture Date:	8/8/2011
State:	Pennsylvania
County:	Columbia
API Number:	37-837-20004
Operator Name:	XTO Energy, Inc.
Well Name and Number:	Housewart 8527
Longitude:	-76.456561
Latitude:	41.249344
Long/Lat Projection:	NAD27
Production Type:	Gas
True Vertical Depth (TVD):	7,998
Total Water Volume (gal):	7,182,978

Hydraulic Fracturing Fluid Composition:

Trade Name	Supplier	Purpose	Ingredients	Chemical Abstract Service Number (CAS #)	Maximum Ingredient Concentration in Additive (% by mass)**	Maximum Ingredient Concentration in HF Fluid (% by mass)**	Comments
Water			water	7732-18-5	100.00000%	88.19026%	
Sand		Proppant	sand	14808-60-7	100.00000%	11.19826%	
Bioicide - MC 8520	Multi-Chem	Bioicide	Whole Product		100.00000%		
			4,4-Dimethyloxazolidine	51200-87-4	95.00000%	0.01822%	
			3,4,4-Trimethyloxazolidine	75673-43-7	4.50000%	0.00072%	
			2-Amino-2-Methyl-1-Propanol	124-68-5	0.50000%	0.00006%	
Bioicide - MC 8550	Multi-Chem	Bioicide	Whole Product		100.00000%		
			Glutaraldehyde	111-30-8	60.00000%	0.00428%	
			Other -(non hazardous)		40.00000%	0.00285%	
Friction Reducer - MC MIX-14-5	Multi-Chem	Friction Reducer	Whole Product		100.00000%		
			Hydrotreated light distillates (10-30%)	84742-47-8	30.00000%	0.01411%	
			Other -(non hazardous)		70.00000%	0.03293%	
Scale Inhibitor - MC-MX-588-2	Multi-Chem	Scale Inhibitor	Whole Product		100.00000%		
			Other -(non hazardous)		100.00000%	0.02006%	
Acid Corrosion Inhibitor Plexhib 256	PumpCo	Corrosion Inhibitor	Whole Product		100.00000%		
			Methyl Alcohol	67-56-1	40.00000%	0.00018%	
			Propargyl Alcohol	107-19-7	8.00000%	0.00004%	
			Other -(non hazardous)		52.00000%	0.00023%	
Acid Iron Chelating Agt Ferriplex 40	PumpCo	Iron Chelating Agent	Whole Product		100.00000%		
			Sodium Hydroxide	001310-73-2	1.00000%	0.00002%	
			Sodium Sulfate Anhydrous	007757-82-6	2.00000%	0.00003%	
			Sodium Nitrotriacetate	018882-53-8	40.00000%	0.00069%	
			Other -(non hazardous)		57.00000%	0.00098%	
Acid Non Emulsifier PlexBreak-145	PumpCo	Non Emulsifier	Whole Product		100.00000%		
			Methyl Alcohol	67-56-1	15.00000%	0.00007%	
			Other -(non hazardous)		85.00000%	0.00042%	
Acid - 7.5% HCl Acid	PumpCo	Acid	Whole Product		100.00000%		
			Hydrogen Chloride (31-33%) blended down to 7.5%	7647-01-0	7.50000%	0.03423%	
			Other -(non hazardous)		92.50000%	0.42213%	
Acid - 15% HCl Acid	PumpCo	Acid	Whole Product		100.00000%		
			Hydrogen Chloride (31-33%) blended down to 15%	7647-01-0	15.00000%	0.06978%	
			Other -(non hazardous)		85.00000%	0.05542%	

Tabela 2: Detalhamento dos químicos usados em faturamento de poço. Fonte: www.fracfocusdata.org

Nestes dois exemplos respectivamente, temos 102mil e 168mil litros (27mil e 44,5mil galões) de químicos. Temos em torno de 5 caminhões-cisterna para o primeiro poço em questão e 9 para o segundo.

A despeito do grande êxito recente da atividade, uma série de controvérsias surgiram em torno da utilização da técnica de fraturamento hidráulico em si dizem respeito a uma série de impactos no ambiente, tais como poluição da água do entorno dos sítios de exploração, o aumento da atividade sísmica e o uso da água em zonas de grande estresse hídrico. Esses efeitos colaterais geraram uma série de mobilizações políticas contra o avanço da atividade e levou alguns locais a banir esta atividade de seus territórios, bem como a contra-ataques da indústria do óleo e gás. Os efeitos colaterais estão listados abaixo.

- O uso da água e o estresse hídrico local:

Como visto, mais de 90% do líquido utilizado na etapa de fraturamento hidráulico nos poços é composta por água, o que torna necessário então avaliar o ciclo da água nesta atividade. A água utilizada no fraturamento pode ser água fresca, retirada de mananciais

locais, do subterrâneo ou do sistema público de abastecimento. Além disso, também podem ser misturadas água produzida⁹ ou água reutilizada em outros poços.

O estudo feito pela ONG estadunidense CERES, que avalia a escalada da demanda de água em regiões de alto desenvolvimento da indústria do xisto, considera que pelo menos metade dos poços perfurados entre 2011 e 2013 se encontravam em áreas de médio ou alto estresse hídrico. Pelo menos 36% dos poços fraturados hidráulicamente estão em zonas de depleção hídrica de seus aquíferos. O desenvolvimento dos poços tem se dado de forma muito concentrada, em poucos condados, o que comumente acaba superando o uso de água pelos residentes¹⁰ e elevando o grau de utilização total da água no local.

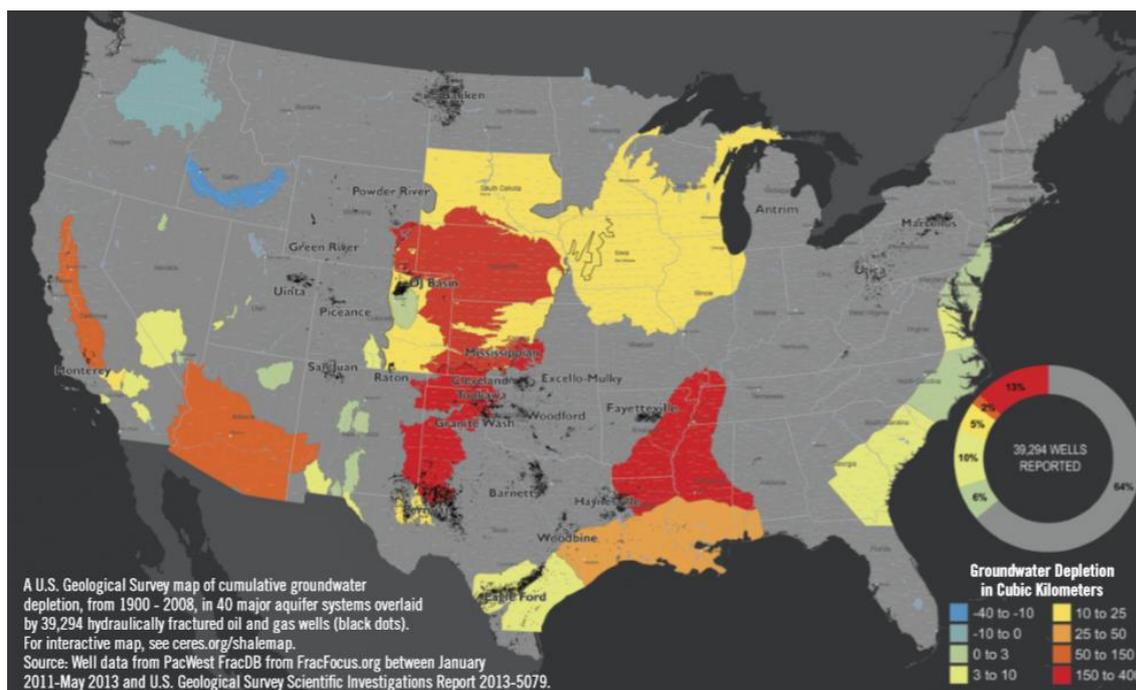


Figura 5: Depleção dos recursos hídricos subterrâneos e os poços estimulados hidráulicamente (pontos escuros). Fonte: relatório CERES, baseado em dados fornecidos pela FracFocus.org

Uma série de questionamentos são feitos acerca do que é feito com a parte da água utilizada que retorna à superfície. Os destinos dessa água podem ser o tratamento na rede pública, armazenamento em piscinas ou tanques para o posterior ou descarte em poços profundos, de acordo com marcos regulatórios estaduais. Caso haja alguma falha em uma dessas etapas, reservas de água potável do entorno podem entrar em risco. É importante salientar que esta água, ao retornar para a superfície, volta com uma série de substâncias contaminantes oriundos do subsolo, como salmoura, e metais pesados. Uma nova preocupação é com elementos radioativos como o Radium 226 presentes na água que retorna à superfície¹¹, antes localizados nas rochas fraturadas.

O descarte de águas de rejeito a poços profundos (wastewater well disposal) não está imune de problemas, pois há registros de vazamentos e multas por parte da EPA às

⁹ *Produced Water*: termo utilizado na indústria de hidrocarbonetos para a água encontrada previamente em jazidas carboníferas

¹⁰ FREYMAN, M. "Hydraulic Fracturing & Water Stress: Water Demand by the Numbers". CERES, 2014.

¹¹ Matéria no periódico britânico The Guardian: <http://www.theguardian.com/environment/2013/oct/02/dangerous-radioactivity-fracking-waste-pennsylvania>

operadoras¹². Esses poços podem ser específicos a cada estação produtora ou ser comerciais, os quais recebem até 30 mil barris (3,6 milhões de litros) ao mês de água de rejeito.

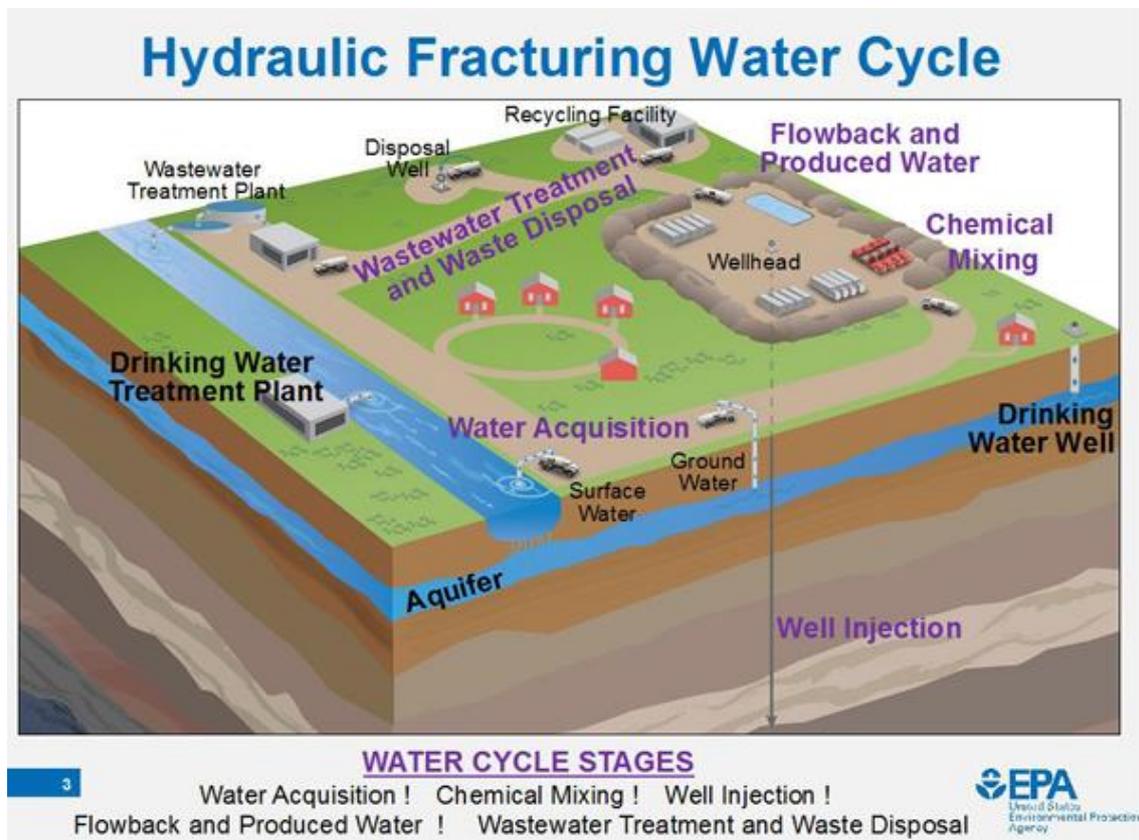


Figura 6: Ciclo da água no processo de fraturamento. Fonte: U.S Environmental Protection Agency (EPA)

- Terremotos induzidos:

Alguns estudos apontam que tanto o fraturamento do subsolo como o descarte de águas utilizadas em poços profundos estão relacionada a uma série de terremotos em regiões que antes registravam baixa atividade sísmica. É o caso da região central dos Estados Unidos, que experimenta um aumento da atividade sísmica ao longo dos anos, a partir do desenvolvimento da indústria do xisto.

A ocorrência de terremotos, que entre 1970 e 2000, apresentava uma média de 21 episódios com magnitude $M \geq 3$ por ano, passa a 31 eventos por ano entre 2000 e 2010 e a 151 eventos de 2010 em diante.

¹² National Public Radio: <http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/tag/deep-injection-well/>

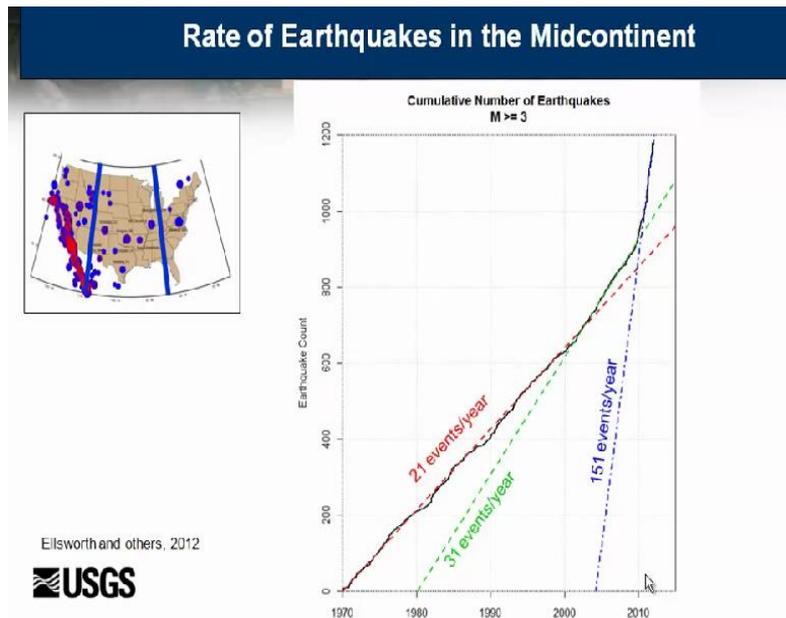


Figura 7: Taxa de terremotos de intensidade $M \geq 3$ na região central dos EUA. Fonte: U.S Geological Survey

Segundo FAQ no site da USGS, isto ocorre devido à injeção de fluidos em regiões que já apresentam falhas geológicas¹³.

Segundo reportagens do *The New York Times*, o estado de Oklahoma registrou um aumento considerável no número de ocorrências entre 2013 e 2014, relacionadas principalmente à produção de óleo e gás e ao descarte de água resultante do fracking em poços profundos.¹⁴¹⁵

- Contaminação por metano:

A contaminação por metano devido a falhas no revestimento dos dutos ou migração de gases também é uma preocupação. Um estudo da Universidade de Duke chegou à conclusão que a concentração de metano presente na água era de até 65 mg/L em uma distância de até 1000m do poço em atividade mais próximo. A presença de metano é considerada “normal” pela Environmental Protection Agency (EPA) na água até 28mg/L.

¹³ FAQ no site da USGS: “How does the injection of wastewater at depth cause earthquakes?”

Earth’s crust is pervasively fractured at depth by faults. These faults can sustain high stresses without slipping because natural ‘tectonic’ stress and the weight of the overlying rock pushes the opposing fault blocks together, increasing the frictional resistance to fault slip. The injected wastewater counteracts the frictional forces on faults and, in effect, ‘pries them apart’, thereby facilitating earthquake slip.” Retirado de <http://www.usgs.gov/faq/categories/9833/3426%20>

¹⁴As Quakes Rattle Oklahoma, Fingers Point to Oil and Gas Industry: http://www.nytimes.com/2015/04/04/us/as-quakes-rattle-oklahoma-fingers-point-to-oil-and-gas-industry.html?ref=todayspaper&module=Ribbon&version=origin®ion=Header&action=click&contentCollection=Today%E2%80%99s%20Paper&pgtype=article&_r=2

¹⁵ Matéria do The New York Times relacionando os terremotos induzidos e a atividade de perfuração: Oklahoma Recognizes Role of Drilling in Earthquakes: <http://www.nytimes.com/2015/04/22/us/oklahoma-acknowledges-wastewater-from-oil-and-gas-wells-as-major-cause-of-quakes.html>

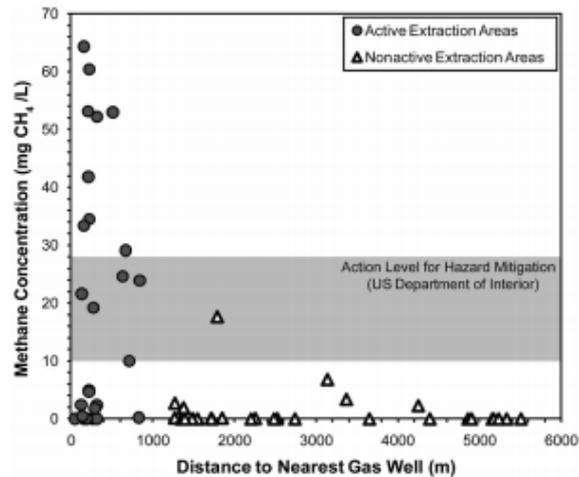


Figura 8: Concentrações de metano e proximidade de poços ativos e inativos. Fonte: Duke University

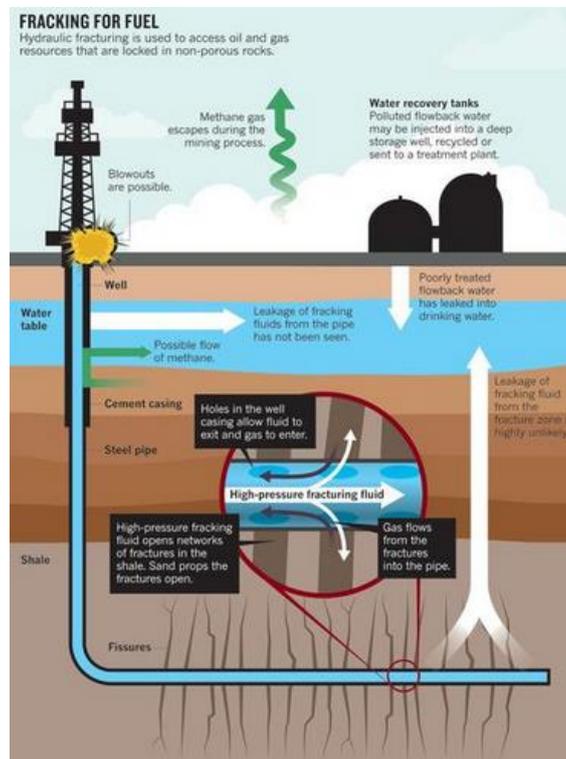


Figura 9: Possíveis formas de fuga do metano durante a fase de fraturamento. Fonte: Revista Nature¹⁶ (15-11-2011)

O metano (CH₄) também é um gás do efeito estufa, e que, comparativamente ao dióxido de carbono (CO₂), tem um potencial prejudicial cem vezes maior. Um estudo de 2011 feito por pesquisadores da Universidade de Cornell¹⁷ compara o ciclo de vida do gás natural de xisto com o do carvão. Isto é, objetivando a geração de energia, a queima do gás natural até pode ser menos agressiva e mais eficiente que o carvão, porém durante seu ciclo de vida, nas etapas de *upstream*, *midstream* e *downstream*¹⁸, pode ser tão danoso

¹⁶ Imagem retirada de http://serc.carleton.edu/NAGTWorkshops/health/case_studies/hydrofracking_w.html

¹⁷ HOWARTH et Al. "Methane and greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations", 2011, p.10.

¹⁸ Upstream, midstream e downstream são termos comuns para subdividir os estágios de produção de petróleo e gás.

ao meio ambiente quanto o mesmo. Isto põe em cheque a imagem do gás natural como um combustível intermediário entre os hidrocarbonetos altamente poluentes e fontes de energias limpas que se esperam para o futuro.

- Relatório da EPA está com atraso de dois anos em sua entrega:

Um estudo da agência de proteção ambiental dos Estados Unidos (EPA) sobre a extração de gás e óleo de xisto está com dois anos de atraso em sua entrega, marcada inicialmente para 2013. Este estudo seria o documento-base para uma série de regulações federais para a atividade relacionada ao xisto.[inserir citação] Temos aqui uma possível evidência da influência política das empresas exploradoras e fornecedoras no atraso da emissão deste documento, [Possível recurso dos produtores para ganhar tempo]

- Impactos sociais e políticos:

Estes questionamentos e diversas evidências contra a segurança da exploração do xisto via fraturamento hidráulico deu origem a uma série de movimentos contra esta indústria. A pressão de ONGs como a “Clearwater” e “NY against fracking” conseguiram junto ao governador do estado de Nova Iorque, Andrew Cuomo, o banimento do fracking¹⁹, após a divulgação de um relatório do departamento de saúde daquele estado recomendar que a atividade não se desenvolva no estado até que as consequências ambientais e para a saúde sejam devidamente conhecidas.

Manifestações contra o fracking ocorreram também em diversos países europeus, levando alguns deles, inclusive, ao banimento da atividade ou suspensão de licenças exploratórias. São eles Escócia, Gales, França, Países Baixos, Alemanha, República Tcheca, Áustria e Bulgária²⁰.

Na América Latina, potencial território para a expansão desta atividade, ainda não vimos significativas manifestações contra a indústria do xisto devido à ainda baixa difusão do tema nesses países.

3. Custos:

As etapas do processo de extração de gás ou óleo de xisto neste artigo estão baseadas na análise feita utilizando como unidade um poço do campo de Marcellus. Tal análise foi publicada em um working paper de 2011 da escola de negócios de Pittsburgh.

As etapas de construção dos poços são:

(1) Aquisição de locais ou de direitos de exploração e licenciamento ambiental:

Etapas preliminar à instalação do poço. Envolve a aquisição da área a ser explorada, ou mesmo seus direitos de exploração. O estudo realizado considera que, para um poço, a área mínima ótima a 1mi² (ou 2,56km²).

Custos aquisição de terreno e licenciamento USD 2.201.200,00;

¹⁹ Banimento do Fracking em Nova Iorque: http://www.nytimes.com/2014/12/18/nyregion/cuomo-to-ban-fracking-in-new-york-state-citing-health-risks.html?_r=1

²⁰ Reação Europeia ao Fracking: <http://www.bloombergview.com/quicktake/fracking-europe>

(2) Construção de infra-estrutura local para a exploração:

Construção do sítio de exploração, o que inclui o projeto da área, a determinação e construção do local do poço no terreno, o planejamento hidráulico (abastecimento de água através de dutos ou caminhões-pipa), construção das piscinas ou poços de armazenagem de água bem como das estradas de acesso.

Custos preparação da estação de produção USD 400.000,00;

(3) Perfuração vertical e horizontal:

Perfuração em estágios, seguida de impermeabilização desses estágios. Início da perfuração na vertical até a profundidade da camada da rocha de xisto, que pode variar, mas que normalmente gira em torno de 6000 pés. Após atingida essa profundidade, é inserida no duto uma broca para perfuração direcional que muda o ângulo do duto, dando início à fase horizontal do trabalho. Esta perfuração pode alcançar 1 milha de distância. Após o fim da perfuração, mais uma etapa de impermeabilização é feita.

Custos:	Etapa Vertical	USD 663.275,00
	Etapa Horizontal	USD 1.214.850,00
	Subotal	USD 1.878.125,00

(4) Fraturamento hidráulico do subsolo na camada de interesse:

Os dutos e as capas de cimento na fase horizontal do poço são perfurados por uma pistola que criam conexões entre o interior do poço e a rocha propriamente. Estas perfurações ocorrem em várias direções (laterais), sendo que quanto maior o número delas, maior a produtividade do poço.

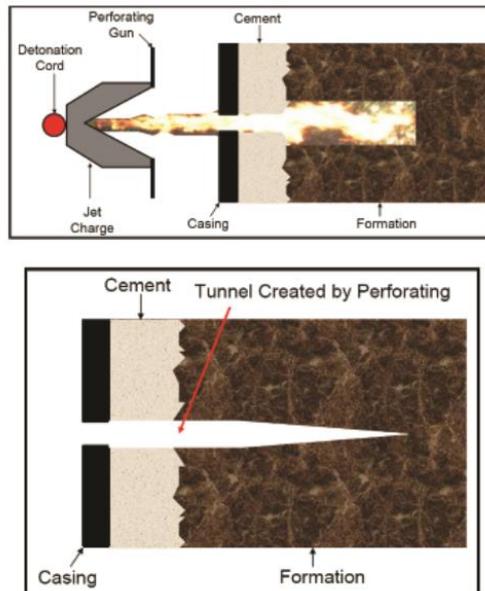


Figura 10: Pistola de perfuração, perfurando a lateral de um poço e seu revestimento. Fonte: FITZGERALD, T.

Logo após, é feita a injeção a alta pressão da solução de água, areia e dos elementos químicos dissolvidos para criar as fraturas a partir das perfurações do duto. Parte desta água retorna a superfície, para ser reciclada ou reutilizada em outra etapa de

fraturamento. Após esta etapa, é colocado um dispositivo para vedar a parte já fraturada e evitar a produção precoce do poço. Então a pistola de perfuração é reintroduzida no poço para dar início a uma nova etapa de perfuração do duto e fraturamento da rocha. A seção horizontal de um poço pode repetir este procedimento múltiplas vezes, para otimizar o funcionamento do campo. Em Marcellus, os poços têm tipicamente entre 8 e 12 seções de perfuração dos dutos/vedação seguidos de fraturamento.

Custos fraturamento hidráulico USD 2.500.000,00;

(5) Acabamento e testes (completação):

Instalação do dispositivo conhecido como “Christmas tree” (conjunto de válvulas de controle), recapturação da água e seu descarte/tratamento e testes de comportamento do poço.



Figura 11: Cabeça de poço após a fase de completção, pronta para produzir. Em detalhe o dispositivo conhecido como "christmas tree".

Custos Completação: USD 200.000,00;

(6) Produção:

Remoção dos isolantes introduzidos durante a fase de perfuração e fraturamento e início da produção. Os possíveis produtos do poço são colocados em tanques separadores para posterior envio a uma etapa de processamento antes da comercialização. Os poços raramente produzem somente um hidrocarboneto, sendo mais comum produzirem petróleo, gás natural, o gás condensado e líquidos de petróleo em variadas proporções, além de retornarem água. Os custos aqui descritos são referentes até esta etapa, não contemplando o processamento após a saída da região do poço.

Custos Produção: USD 475.000,00;

(7) Trabalhos adicionais e/ou paralelos:

Trabalhos relacionados a geração de energia para os dispositivos separadores e para o poço, possíveis correções como reparos de estradas e de abastecimento de água. Não está considerado no estudo de Hefley, tampouco custos com recuperação ambiental e/ou indenizações;

(8) Desligamento do campo, abandono e reintegração do local:

Atividades de desligamento dos dispositivos, desconstrução da zona de produção, seu reflorestamento e reintegração da área ao proprietário da terra. Esta etapa não foi considerada no estudo de Hefley;

Considerando estas oito etapas e os números fornecidos pelo estudo, chegamos à conclusão de que a instalação de um único poço no campo de Marcellus custa em média USD 7.651.825,00.

Valores publicados no site www.rigzone.com com base em números fornecidos por produtores locais indicam que, para o campo de Eagle Ford (Texas), esses custos variam entre USD 5,5 milhões e USD 9,5 milhões, sendo cerca de USD 6mi somente para a fase de perfuração e completação²¹. Isto ocorre pela diferença no tempo que leva para se finalizar os trabalhos, pelo número de perfurações laterais no duto e do número de seções de perfurações seguidas de fraturamento que serão feitas. Enquanto em Marcellus são feitas entre 8 e 12 seções de fraturamento na parte horizontal do poço (Hefley,2011), em Eagle Ford podem ser feitas entre 15 e 20;

4. Preços internacionais, mercados e viabilidade:

Um relatório da agência de energia dos Estados Unidos diferencia qualitativamente reservas energéticas tecnicamente recuperáveis e economicamente recuperáveis. A primeira diz respeito à capacidade da tecnologia corrente de extrair os recursos do subsolo, enquanto que a segunda trata dos custos de perfuração dos poços, a quantidade de recursos produzidos durante a vida útil do poço e os preços de comercialização destes recursos.²²

Observando o quadro atual da exploração de hidrocarbonetos num contexto global de médio prazo, podemos relacionar o impacto que esta atividade tem tido na indústria do petróleo e do gás, mas também analisar como decisões políticas exógenas podem afetar a viabilidade da produção de jazidas não convencionais dentro daquele país através dos preços internacionais.

O gráfico a seguir mostra os números da produção de petróleo estadunidense, representado pelas barras laranjas, de maneira indistinta entre jazidas convencionais ou não convencionais, e os preços dos benchmarks europeu do Mar do Norte (Brent) e estadunidense West Texas Intermediate (WTI), representadas pelas linhas azul e verde, respectivamente.

²¹ Os valores foram retirados do site Rigzone, no endereço: http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=108179

²² "Technically recoverable Shale Oil and Shale Gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States", U.S Energy Information Administration, 2013, p.10.

Nota-se que, historicamente, os preços Brent e WTI seguem a mesma tendência e até 2009 pouco diferem. No entanto, a partir de 2010, há um aumento dos preços ultrapassando os 80 dólares por barril, seguido de um “descolamento” entre estes dois benchmarks em outubro daquele mesmo ano. Nota-se que o preço WTI fica ligeiramente abaixo do preço Brent, embora sigam praticamente a mesmas tendências e oscilem juntos.

Em termos de produção, vê-se em 2011 um aumento da produção de cerca de 170 bilhões para quase 300 bilhões de barris diários, causada principalmente pelo boom da indústria do xisto. Os principais estados a liderarem este movimento com incrementos substanciais em suas produções são Texas, North Dakota, Oklahoma, Colorado, West Virginia e Ohio.

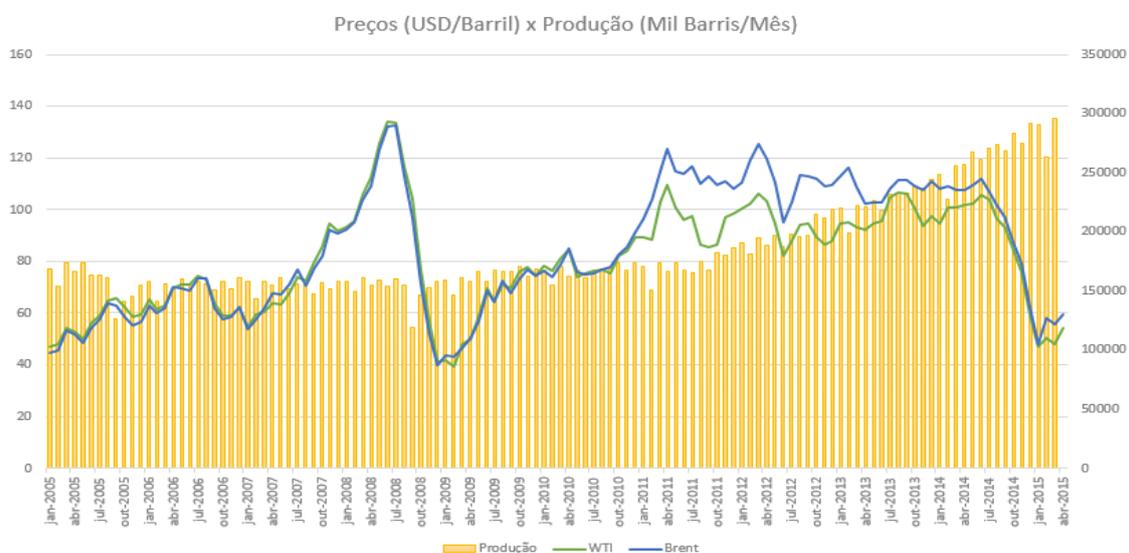


Gráfico 1: Série preços do petróleo (Brent e WTI) e produção de petróleo dos EUA (Bilhões de barris ao mês). Fonte: U.S EIA

Apesar desse descolamento dos preços WTI e Brent no período entre outubro de 2010 e julho de 2014, percebe-se a expansão contínua da produção, que dura até o período observado, abril de 2015. Este movimento ocorre, principalmente, pela manutenção dos preços em patamares acima dos USD 100,00 (Brent) e USD 80,00 (WTI), um nível de preços confortável, os quais os produtores conseguem um lucro razoável em suas operações e ainda se sentem incentivados em investir na abertura de novos poços.

Em meados de 2014, no entanto, os preços convergem e iniciam um forte movimento de queda, que causou uma reação dos produtores quanto suas decisões de investimento que, ao verem as possibilidades de lucro drasticamente reduzidas, desistiram de abrir novos poços. Este fato está refletido na redução dos números de sondas de perfuração em atividade. O gráfico abaixo ilustra a queda do número total dessas sondas (rotary rigs) em operação, entre 1995 e maio de 2015.



Source: U.S. Energy Information Administration

Gráfico 2: Sondas de perfuração totais (verde), de Gás (marrom) e Petróleo (azul) em operação. Fonte: U.S EIA

Com a queda do investimento dos produtores na abertura de novos poços, existe a previsão de que continuem crescendo os números de produção a taxas cada vez menores e em menos campos. Começam a surgir relatórios com alguns números já mostrando estagnação da produção e até mesmo queda em poços menos produtivos²³.

Quanto ao gás natural de xisto, esta situação também pode se aplicar, embora seja comercializado nos Estados Unidos através do benchmark Henry Hub, representado pela linha azul do gráfico seguinte. A queda do preço Henry Hub deve-se principalmente à baixa integração global dos mercados de gás, causada pelo aumento da oferta desta commodity no mercado estadunidense a partir do ano de 2006.

Desta forma, observa-se que desde 2009 os preços flutuam entre USD 2,00 e USD 6,00 por milhões de BTUs²⁴, prevalecendo atualmente uma tendência de queda desde janeiro de 2014. Ao mesmo tempo, os números de produção, representados pelas barras na cor laranja, seguem em alta, indo de 2,2 trilhões de pés cúbicos em janeiro de 2005 para aproximadamente 2,8 trilhões de pés cúbicos em março de 2015. A tendência de produção mostrada ainda é de alta pelos mesmos motivos indicados nos números do petróleo vistos anteriormente, com expectativas de estagnação ainda em 2015.

²³ Matérias publicadas em abril de 2015 na Reuters e Bloomberg sobre a estagnação e queda da produção em campos de gás e óleo de xisto nos Estados Unidos: <http://www.reuters.com/article/2015/04/13/oil-shale-predictions-idUSL2N0XA11R20150413> e <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-15/shale-oil-momentum-shift-triggers-optimism-for-new-crude-rally>

²⁴ 1 pé cúbico corresponde a aproximadamente 1000 BTUs (British Thermal Unit)

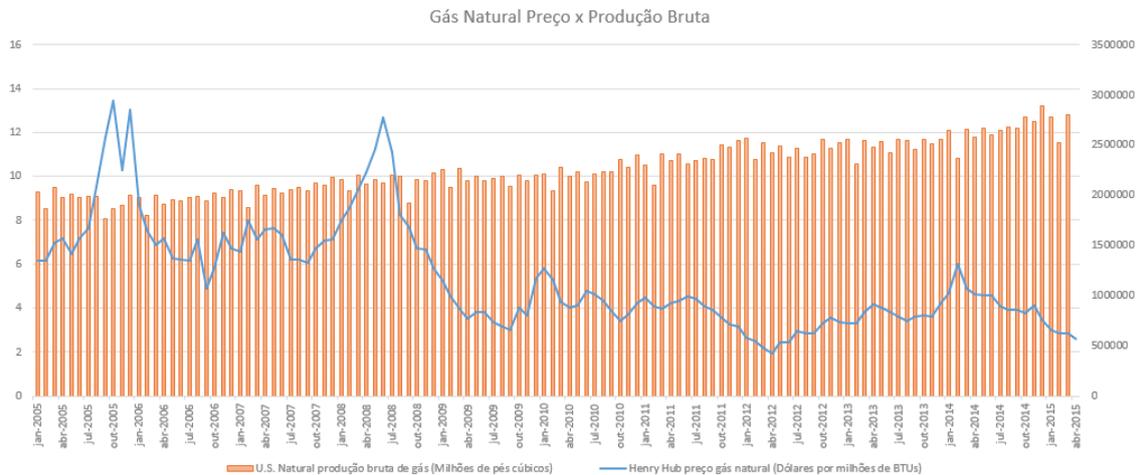


Gráfico 3: Série preços do Gás Natural (Henry Hub) e produção mensal nos EUA (trilhões de pés cúbicos). Fonte: U.S EIA

O gráfico abaixo mostra que a produção agregada de gás, em vermelho escuro, aumenta influenciada principalmente pela crescente participação do gás de xisto, em amarelo, compensando a queda das outras fontes, como o gás convencional, em verde, o gás associado a poços de petróleo, em azul, e o gás natural de capas de carvão, em marrom.

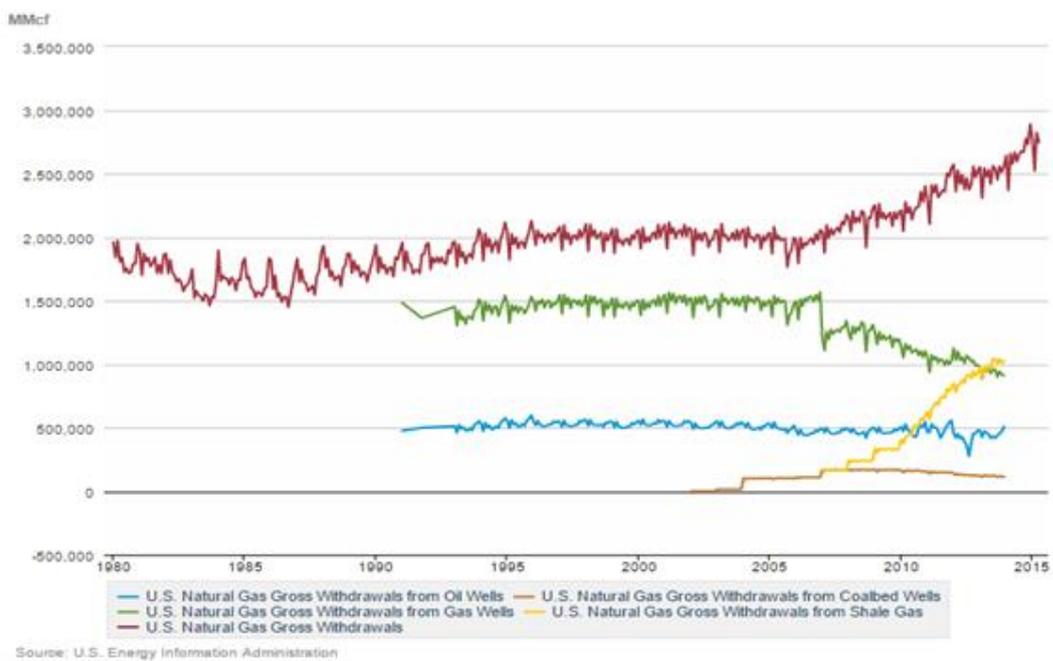


Gráfico 4: Produção de gás dos EUA, separado por origem. Fonte: U.S EIA

A decisão dos produtores de abrir ou não novos poços está intimamente ligada à ideia de *breakeven*, que corresponde ao preço mínimo de comercialização do gás natural ou petróleo que supra os custos e proporcione lucro.

Na seção anterior estão descritas as etapas de abertura de um poço e seu ciclo de vida, com os custos estimados para um poço aberto para a bacia de Marcellus. No entanto, como visto no final da seção, estes custos podem variar de bacia para bacia, e mesmo de poço para poço dentro de uma mesma bacia. Estas variações existem em decorrência das diferenças de profundidades, distâncias de perfuração, da necessidade de fraturamentos e

também das práticas de cada empresa operadora. Além disso, relacionam-se também com a capacidade de retorno de cada poço, que é única para cada um.

Devido à ampla variação de breakeven causada por todos estes fatores, a fim de analisar de forma geral e prática, consideraremos um valor de médio para cada bacia, com valores fornecidos por agências especializadas neste tipo de análise.

Alguns estudos foram feitos e divulgados quando ocorreu a queda abrupta dos preços internacionais, e, embora o debate ainda esteja aberto, tais estudos indicam que para que haja mais uma vez um movimento de intensa perfuração de novos poços como a ocorrida entre 2010 e 2014, o preço do petróleo deva estar acima de USD 90,00. Acima deste patamar estão muitos dos campos produtores, embora não sejam os que contribuam para a maior parte da produção. Os campos mais produtivos se encontram bem abaixo deste limite, em torno de USD 50,00 e USD 70,00, como os de Eagle Ford (Texas) e Bakken (North Dakota)²⁵, respectivamente. Isto significa dizer que preços de comercialização abaixo destes inviabilizam a produção até mesmo destes campos.



Gráfico 5: Breakeven e reservas para campos de xisto nos EUA. Fonte: Wood Mackenzie, retirado de Business Insider

- A reação dos produtores e suas estratégias de sobrevivência

Confrontados com esta nova realidade, os produtores buscam formas de reduzir os custos de produção, aumentando a produtividade dos poços. Há três principais estratégias adotadas atualmente.

²⁵ Segundo dados mensais publicados pela EIA, em www.eia.gov/petroleum

A primeira consiste em refraturar hidráulicamente alguns dos primeiros poços a entrar em operação, de modo a aumentar sua produtividade em vista do decaimento hiperbólico observado ao longo do tempo. É dizer que quando os poços já atingiram um grau de maturação elevado e estão a um nível produtivo já muito baixo, um novo processo de refraturamento é conduzido para conferir-lhe uma sobrevida e aumentar sua produção. Esta estratégia evita que haja a necessidade de abertura de novos poços em outro lugar, e, conseqüentemente, corta todos os custos que daí incorrem²⁶²⁷. A figura abaixo ilustra uma curva conceitual de decaimento produtivo de um poço modelado em função hiperbólica. O refraturamento ocorreria a partir do momento em que a produção alcançasse níveis baixos, após o 18 mês, por exemplo.

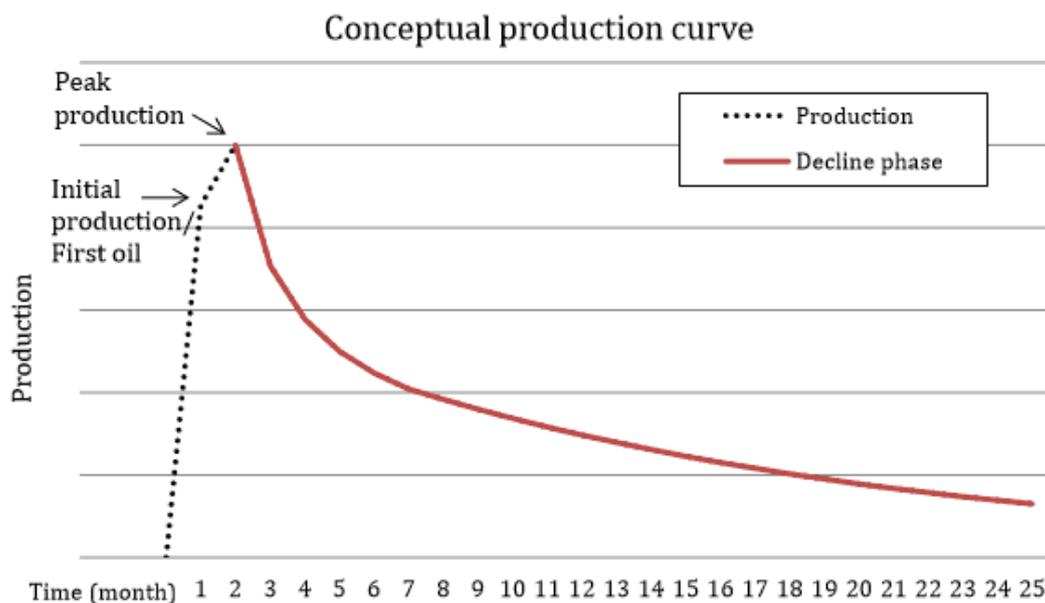


Gráfico 6: Curva de produção conceitual de um poço de xisto. Fonte: Dissertação de Mestrado de Linnea Lund, Universidade de Uppsala

Segunda estratégia é alongar as seções horizontais para distâncias maiores que as usuais 1 milha de comprimento, e com isto, aumentar o alcance do poço. Aumenta-se também o número de estágios de fraturamento. Desta forma, a superfície de contato entre o duto de exploração e a rocha aumenta pelo conseqüente aumento da produção do poço.

A terceira estratégia consiste em aplicar melhorias tecnológicas na etapa de faturamento hidráulico de um novo poço, de modo a observar um pico de produção cada vez mais alto em relação aos poços abertos em períodos anteriores. Isto se traduz em ganho de produtividade por poço, tendo em vista que seu tempo de decaimento será cada vez maior, aumentando sua vida útil. A figura abaixo ilustra a taxa de declínio da produção de poços de Eagle Ford, entre diferentes poços abertos entre os anos de 2010 e 2013. Nota-se um aumento de produtividade entre os anos, com exceção feita ao último ano analisado. O aumento de produtividade observado deve-se, principalmente, ao

²⁶ Produtores recorrem à segunda rodada de faturamento para reduzir custos e aumentar a produção:

<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-02-10/drillers-take-second-crack-at-fracking-wells-to-cut-cost-energy>

²⁷ Método de renovação dos poços via refraturamento: <http://www.spe.org/news/article/renewing-mature-shale-wells-through-refracturing>

avanço da tecnologia de faturamento, que permitiu aumentar a porosidade das rochas estimuladas ano a ano.

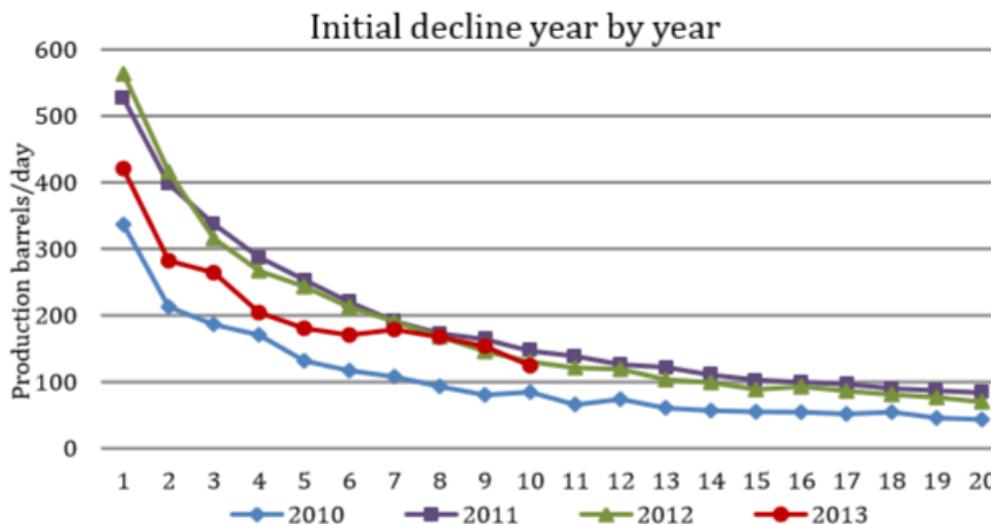


Gráfico 7: Curvas reais de produção de poços em Eagle Ford.. Fonte: Dissertação de Mestrado de Linnea Lund, Universidade de Uppsala

Estas medidas ainda conseguem fazer a indústria do xisto sobreviver, mas como visto, ainda de modo precário e sem possibilitar sua expansão, inclusive mantendo a perspectiva de queda na produção agregada de gás e petróleo.

5. A questão da dependência energética, a indústria do xisto estadunidense e a geopolítica da energia

Os Estados Unidos, enquanto maior produtor mundial de petróleo e grande demandante de combustíveis fósseis, pôs em prática nos últimos anos uma estratégia que buscava torná-los menos dependentes energeticamente, principalmente das importações de petróleo. Esta estratégia passava diretamente pela exploração de jazidas não convencionais de gás natural e petróleo, que resultou na forte expansão da indústria do xisto, como visto ao longo deste trabalho.

De certo modo, esta estratégia conseguiu importantes resultados em relação ao seu objetivo inicial, reduzindo, a partir de 2006, significativamente as importações líquidas de petróleo, ao passo que aumentou sua produção e manteve a oferta de derivados praticamente constante, como ilustrado no gráfico abaixo.

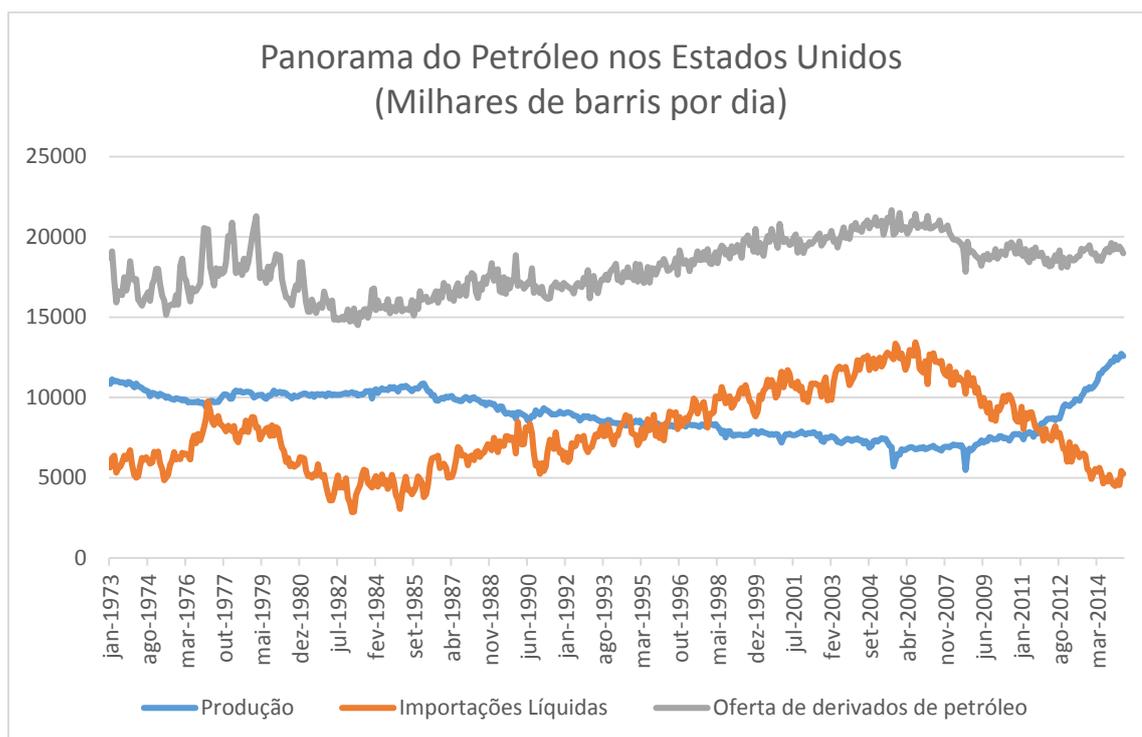


Gráfico 8: Evolução temporal do panorama do petróleo nos Estados Unidos.. Fonte: U.S Energy Information Administration

Nota-se quatro pontos importantes ao longo da série histórica antes de 2006 que marcam o processo de dependência estadunidense em relação ao petróleo. Primeiro, entre 1976 e 1977, pela primeira vez as importações líquidas chegam ao mesmo patamar da produção. Segundo, em meados de 1985, a produção começa a declinar. Terceiro, em 1989 e 1990, novamente as importações líquidas e a produção se igualam. Finalmente, em 1995, as importações líquidas superam a produção, colocando o país em situação de dependência.

A partir de 2006, as importações líquidas caem com uma tendência de estabilização da produção para a partir de 2009 começar uma etapa de aumento da produção, que ultrapassa as importações entre 2011 e 2012.

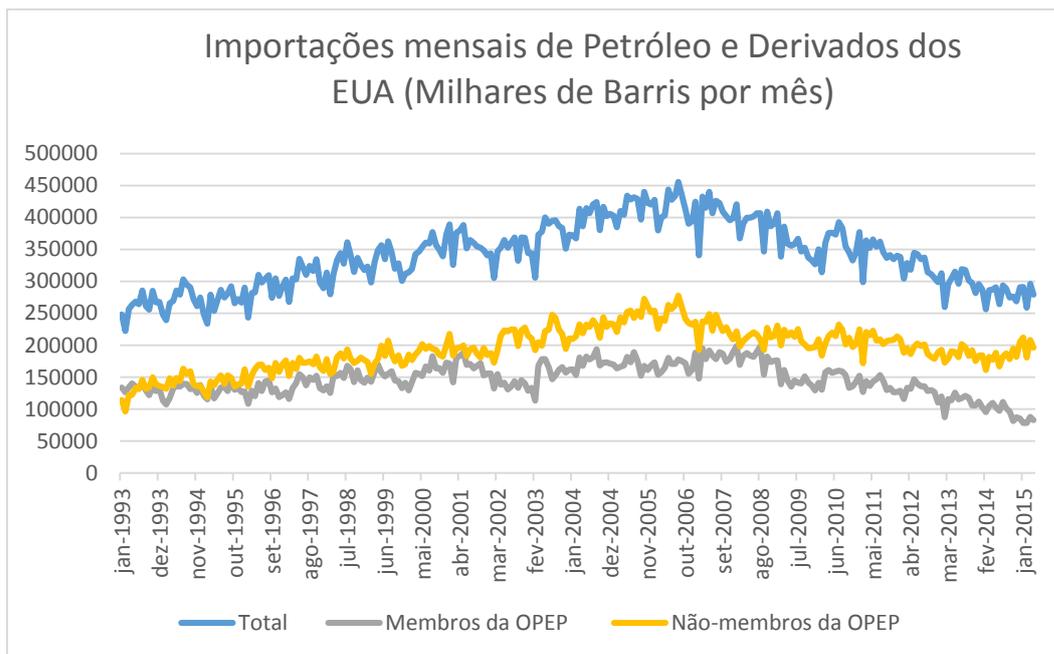


Gráfico 9: Importação de petróleo e derivados pelos Estados Unidos. Fonte: U.S Energy Information Administration

Durante o início do período de maior dependência estadunidense das importações de petróleo, seus principais fornecedores eram principalmente países membros da OPEP, com destaque para Venezuela e Arábia Saudita. Gradativamente, após a implementação do Tratado Norte-Americano de Livre Comércio (NAFTA) em 1994, esses países perderam espaço na cesta de importações estadunidense para os dois outros países membros do acordo, Canadá e México.

No que diz respeito ao gás, nota-se uma forte expansão de importações de gás natural via gasodutos do Canadá e do México, iniciada em 1987, e com ligeira queda a partir de 2006.

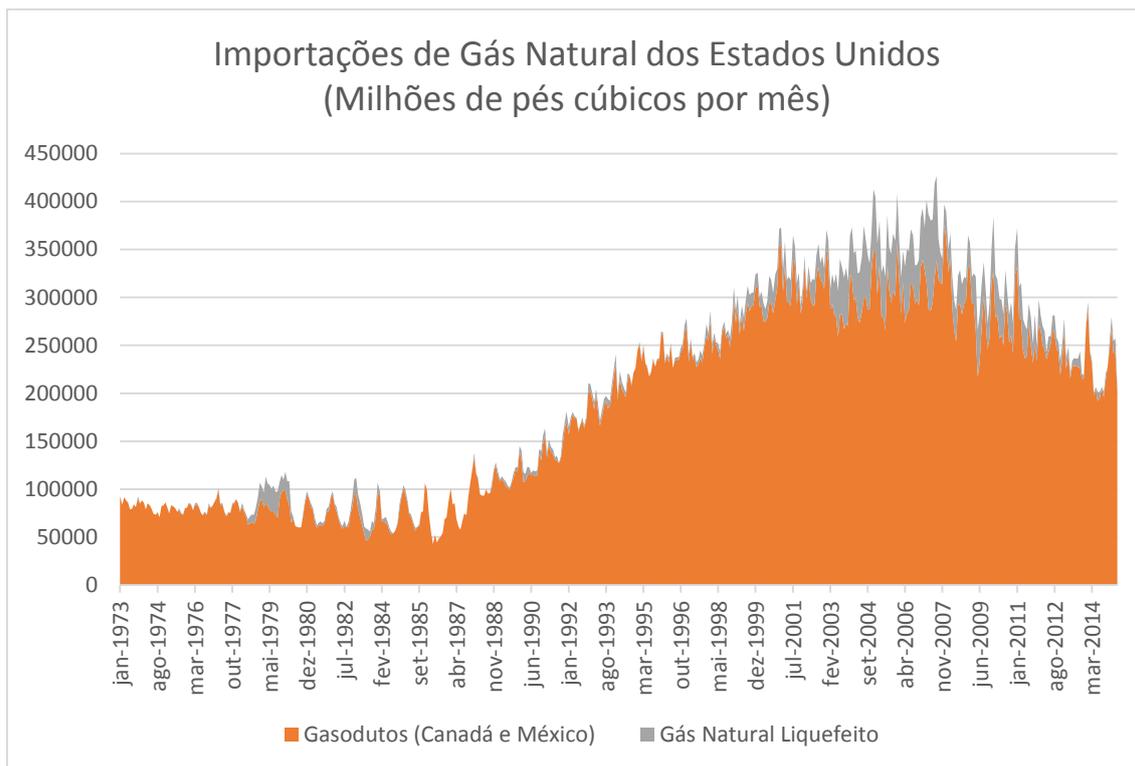


Gráfico 10: Importação de gás natural pelos Estados Unidos. Fonte: U.S Energy Information Administration

Tendo conhecimento dos impactos que choque de preços no mercado internacional de energia causou na produção interna de hidrocarbonetos estadunidense, precisa-se saber de onde veio esse golpe e seu porquê.

A OPEP, em reunião em sua reunião de número 165 em junho de 2014 decidiu aumentar a produção²⁸, tendo em vista sua previsão de aumento da demanda de petróleo em face da previsão de crescimento da economia mundial. O resultado foi a queda abrupta de preços observada no gráfico 1, que foi confirmada nas duas seguintes reuniões do grupo.

6. Conclusões e Previsões

Um corte na produção de petróleo manteria os preços em alta, preservando as receitas de países que dependem principalmente da produção e exportação de hidrocarbonetos, porém por outro lado alimentaria o boom na produção de óleo e gás nos EUA, conferindo-lhes maior poder na balança energética mundial (ao aumentar a produção e consequentemente sua fatia no Market-share global, independente de exportar ou não sua produção). A decisão da OPEP em manter as cotas de produção ao mesmo nível força os preços internacionais para baixo, pondo um freio no desenvolvimento na indústria do xisto norte-americano através do mecanismo de regulação do mercado.

²⁸ Reuniões da OPEP 165, de junho de 2014 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2845.htm), 166 de novembro de 2014 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2938.htm) e 167 de junho de 2015 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3046.htm)

Embora no curto prazo isso possa acarretar na queda das receitas dos exportadores, esta situação causa também uma situação menos competitiva aos EUA e sua expansão na indústria do Xisto, reduzindo o Market-share ao passo que cada vez mais poços vão sendo fechados, como visto no gráfico 2.

Resta saber os limites inferiores para essa queda dos preços, o envolvimento da Arábia Saudita, Bahrein, Qatar e Emirados Árabes Unidos na produção, bem como Rússia, Venezuela e Irã, os principais rivais de EUA e Aliados. O limite superior de flutuação de preços também é importante de se descobrir, já que estes países não podem ter uma receita muito alta, o que iria contra dos interesses dos EUA e Sauditas.

O que tem parecido, dado observações do comportamento de preços do petróleo após junho de 2014 é de que os preços internacionais do petróleo Brent devam flutuar em uma banda entre 50 e 70 dólares, isto é, baixo o bastante para brechar o livre desenvolvimento da indústria do Xisto estadunidense, mas sem matá-lo, o que desagradaria aos estadunidenses, e, ao mesmo tempo prejudicar os adversários dos EUA e Arábia Saudita, nem alto o bastante para que o xisto se desenvolva e os países do rivais tenham folgas orçamentárias.

No que toca à questão ambiental, pode-se dizer que ainda há muitos estudos a serem realizados em relação aos impactos desta atividade. Enquanto suas consequências ainda não forem totalmente conhecidas, pode-se esperar no futuro muitas manifestações contrárias de ONGs ambientalistas.

Sendo assim, é improvável, técnica e economicamente que a indústria do xisto sobreviva como carro-chefe do sonho estadunidense de independência energética.

Referências Bibliográficas:

FITZGERALD, T. “*Frackonomics: some economics of Hydraulic Fracturing*”, 2013.

FREYMAN, M. “Hydraulic Fracturing & Water Stress: Water Demand by the Numbers”. CERES, 2014.

HOWARTH et Al. “*Methane and greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*”, 2011.

HEFLEY et Al. “*The economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well*”, 2011.

LUND, L. “*Decline curve analysis of Shale Oil production: the case of Eagle Ford*”, 2014.

WANG, Z., KRUPNICK, A. “*A retrospective review of Shale Gas Development in the United States*”. 2013.

U.S Energy Information Administration, “*Technically recoverable Shale Oil and Shale Gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*”, 2013.