



INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Rede GASBRAS

Relatório Técnico Meta 4.2.

Identificação de produtores e fomento do desenvolvimento de equipamentos de sondagem e produção local de propantes e aditivos

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE

IDENTIFICAÇÃO DE PRODUTORES E FOMENTO DO DESENVOLVIMENTO DE EQUIPAMENTOS DE SONDAÇÃO E PRODUÇÃO LOCAL DE PROPANTES E ADITIVOS

São Paulo, 2021



Rede Gasbras é uma Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil, que envolve estudos acerca do aproveitamento econômico, e de forma sustentável, de gás a partir de reservatórios não convencional, desde a avaliação das reservas disponíveis, passando pelas técnicas de exploração utilizadas, pela formulação de políticas públicas, até a regulação da atividade e seus aspectos sociais.

Equipe Técnica

Matheus Rebelo Gomes Rodrigues

Kelly Cristinne Leite Angelim

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Edmilson Moutinho dos Santos

Paulo Negrais Carneiro Seabra

Thiago Brito

Anabal Santos Junior

Henrique Toby Gondim Ribeiro

Carlos Eduardo G. Ferreira



RESUMO

Este trabalho tem como objetivo central o fomento da indústria produtiva relacionada a produção e exploração dos reservatórios não convencionais em solo brasileiro. Para cumprir com tal objetivo, o documento compreende as seguintes seções: definições e conceitos básicos acerca dos reservatórios não convencionais assim como das operações de fraturamento hidráulico; a descrição das duas atividades em que fornecedores e prestadores de serviço poderão executar as atividades atinentes a exploração e produção dos reservatório não convencionais; um mapeamento de empresas da cadeia de óleo e gás que poderiam contribuir nesta empreitada; uma listagem de desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento de tal indústria; e, por fim, possíveis alternativas e soluções para tais desafios.

Palavras chaves: Indústria Local, desenvolvimento, não convencionais

ABSTRACT

This report has as the main objective the promotion of the productive chain industry related to the production and exploration of Brazilian unconventional reservoirs. To fulfill this objective, the document comprises the following sections: definitions and basic concepts regarding unconventional as well as hydraulic fracturing operations; a description of the two activities in which suppliers and service providers may carry out activities relating to the exploration and production of non-conventional reservoirs; a mapping of companies in the oil and gas chain that could contribute to this endeavor; a list of challenges to be



faced for the development of such an industry; and, finally, possible alternatives and solutions to such challenges.

Key words: Local Industry, development, unconventional

Lista de Ilustrações

Figura 1 – Vista em corte de um esquema simples de como são dispostos os receptores em um sistema de monitoramento de sismos

Figura 2 – Grau de Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores Nacionais



Lista de Tabelas

Tabela 1– Aditivos mais frequentemente utilizados nos fluidos de fraturamento para os poços em reservatórios não convencionais produtores de óleo.

Tabela 2 – Aditivos mais frequentemente utilizados nos fluidos de fraturamento para os poços em reservatórios não convencionais produtores de gás



SUMÁRIO

- 1. Introdução**
 - 2. Detalhamento da Atividade de Fraturamento Hidráulico**
 - 2.1 Princípios Básicos Acerca dos Reservatórios Não Convencionais**
 - 2.2 O processo de Fraturamento Hidráulico**
 - 3. Descrição de Operações Específicas ao Fraturamento Hidráulico e Suas Oportunidades aos Produtores Locais**
 - 3.1 Aditivos dos Fluidos de Fraturamento**
 - 3.2 Equipamentos de Monitoramento de Sismos**
 - 4. Mapeamento de Empresas para Desenvolvimento da Atividade de Exploração e Produção do Shale Gas no Brasil**
 - 5. Principais Dificuldades**
 - 6. Alternativas e Soluções**
 - 7. Considerações Finais**
 - 8. Referências**
-



1. Introdução

O êxito da exploração e produção dos recursos não convencionais em países como Estados Unidos, Canadá, Argentina e China estão diretamente associados aos avanços tecnológicos na operação do fraturamento hidráulico, assim como suas infraestruturas para sua exploração, produção e escoamento. A técnica se baseia na criação de caminhos preferenciais através de fraturas induzidas ou mesmo a reativação de falhas/fraturas na própria rocha geradora, aumentando assim a permeabilidade geral da rocha, contribuindo com o fluxo de fluidos.

Por mais sucinta que seja essa definição, o processo tecnológico é complexo, contudo, bem conhecido pelas multinacionais prestadoras de serviço da indústria de petróleo. Mesmo sob um intervalo de décadas de conhecimento da técnica, muito ainda se comenta acerca dos impactos negativos associado as operações em reservatórios não-convencionais, havendo relativo excesso a cerca destes impactos. Entretanto, vale lembrar que toda atividade de ação antrópica tem seus riscos e impactos ambientais e a indústria de petróleo não é uma exceção, fazendo-se necessário um bom planejamento e monitoramento, não a sua proibição.

Por outro lado, pouco se fala no desenvolvimento local e da indústria nacional quando se aborda o tema. Segundo Manilof e Mastro Monaco (2017), o uso do *fracking* além de ter relação direta com o aumento de número de empregos e da renda média dos estados norte-americanos que empregam essa atividade, houve também impacto positivo significativo nos setores varejistas, de construção e transporte.

Desta forma, tomando o cenário exterior, este documento tem o objetivo de tentar contribuir com a estruturação da indústria petrolífera não convencional em âmbito nacional, especialmente nos setores de serviços e de fornecimento de insumos. O documento será estruturado da seguinte forma: um breve detalhamento acerca da atividade em



reservatórios não convencionais; algumas áreas onde a prestação de serviços se difere em relação aos “convencionais”; mapeamento das principais empresas operadoras independentes e fornecedoras nacionais que atuam na área de óleo e gás; dificuldades a serem enfrentadas; e, por fim, as alternativas e soluções.

2. Detalhamento da Atividade de Fraturamento Hidráulico

2.1. Princípios Básicos Acerca dos Não Convencionais

Inicialmente, se faz necessário realizar um esclarecimento quanto a certos termos que serão utilizados no documento. Quanto a utilização da palavra “recurso”, estamos tratando de hidrocarbonetos, os quais podem ser tanto gás quanto óleo, com suas diferentes propriedades físicas (densidade, grau API, viscosidade etc.) quanto químicas (ponto de fulgor, ponto de bolha, quantidade de carbonos na cadeia etc.).

É importante frisar que cada reservatório tem suas características, seja convencional ou não, e que elas estão associadas ao ambiente deposicional assim como à história geológica de cada reservatório.

Todavia, o que é menos entendido pela percepção pública é a diferença entre “convencional” e “não convencional”. A diferença entre ambos não está associada às propriedades físicas ou químicas do fluido e sim as condições em que eles se encontram, ou seja, as condições do reservatório. Nos recursos convencionais, o petróleo ou o gás fica aprisionado em zonas porosas das rochas reservatório, que comumente são carbonatos, arenitos ou siltitos. Enquanto nos recursos não convencionais, as rochas reservatórios tem baixíssima permeabilidade, entretanto também possuem hidrocarbonetos em abundância, porém são necessárias diferentes técnicas para a extração destes recursos (ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2017a).

Quando tratamos dos reservatórios não convencionais, temos uma diferenciação clara quando tratamos de óleo e do gás. Quanto ao óleo, este recurso pode estar em grandes

profundidades, como o óleo aprisionado em rochas sem muita permeabilidade vertical, o folhelho (*shale oil*), ou mais próximos à superfície, como as areias betuminosas. Já para o gás, temos uma maior diversidade de reservatórios não convencionais: o gás de folhelho (*shale gas*), onde ele está aprisionado nos poros desta rocha sedimentar; temos o *tight gas*, que está aprisionado em reservatórios de arenito ou calcário de baixíssima permeabilidade; o hidrato de metano (*methane hydrate*), onde as moléculas de gás estão aprisionadas em moléculas de água (HANANIA; STENHOUSE; DONEV, 2017; ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2017b, 2017a).

Dado a natureza destes recursos, se faz necessário diferentes técnicas para sua exploração, as quais são mais onerosas e algumas tecnologicamente mais desafiadoras. Todavia, o nosso interesse serão os recursos na qual a técnica do fraturamento hidráulico (*hydraulic fracturing* ou *fracking*) é utilizada, que são o *shale gas/oil* e o *tight gas*. O que há de comum em todos estes recursos não convencionais é o fato de possuírem uma permeabilidade muito baixa, e o fraturamento hidráulico, em combinação com poços direcionais (horizontais) foram os protagonistas para o sucesso da técnica.

2.2. O Processo de Fraturamento Hidráulico

A operação de fraturamento é realizada em rochas reservatórios de baixa permeabilidade com a finalidade de criar caminhos preferenciais. Para tal, se faz o uso de fluidos a alta pressão e vazão, provocando o fraturamento com agente propante e aditivos a pressões superiores ao limite de ruptura da rocha. O canhoneio perfura o revestimento do poço, abrindo o caminho inicial através da rocha reservatório e o fluido pressurizado tem a função de criar ramificações usando dois mecanismos principais: abertura de novos caminhos e reativação de antigas falhas e fraturas ao longo da rocha. Caso haja o fraturamento em múltiplos estágios (prática comum na indústria), cada intervalo de fraturamento é isolado e a operação descrita é repetida múltiplas em diferentes intervalos dentro do mesmo poço, aumentando assim o índice de recuperação. Esta sequência alternada de canhoneios e fraturamentos ao longo da seção horizontal do poço é chamada de *Plug & Perf*.



Quanto à operação de canhoneio, ela já data de algumas décadas e é muito conhecida da indústria. Tem como função criar uma comunicação entre reservatório e o poço usando explosivos para abrir orifícios no revestimento, a partir do poço, se estendendo até a formação. O comprimento desses caminhos abertos pelos explosivos é da ordem de centímetros e a abertura destes caminhos é imperceptível na superfície.

3. Descrição de Operações Específicas ao Fraturamento Hidráulico e Suas Oportunidades aos Produtores Locais

3.1. Aditivos dos fluidos de fraturamento

Dentro do processo de *fracking*, o fluido de fraturamento tem como função principal criar ou reativar falhas na formação e sua composição deve ser compatível com o reservatório.

A composição usual de fluidos de fraturamento consiste em: um fluido base, que na maioria dos casos é a água (podendo também ser óleo, ácido, álcoois, dentre outros, a depender das características do reservatório) (GANDOSSO, 2013); o agente propante, cuja função é a de manter as fraturas criadas/reactivadas abertas ao final da operação do fraturamento, sendo o propante mais comum a areia de sílica arredondada (outras alternativas são areia revestida de resina e cerâmica sintética) (DE CAMPOS; SANSONE; E SILVA, 2018); por fim, aditivos com diferentes funções, tais como: redutores de fricção, biocidas, estabilizantes de argilas, dentre outros ((EPA), 2016).

Como o foco principal do documento é o de tentar promover o desenvolvimento da indústria local, se buscou na literatura os aditivos mais comuns que são utilizados em fluidos de fraturamento hidráulico a fim de que empresas fornecedoras possam verificar a disponibilidade e viabilidade de fornecer tais insumos às operadoras e prestadoras de serviço.

Entretanto, vale apontar que não há uma composição de fluido de fraturamento universal, podendo variar as características da fase contínua, propantes e aditivos, como mencionado anteriormente. Todavia, para que seja dado um direcionamento quanto aos aditivos mais comumente utilizados, se buscou na literatura países que utilizam a técnica de maneira bem-sucedida e o estudo de referência que se destacou foi o realizado pela agência federal de proteção ao meio ambiente norte americana - *Environmental Protection Agency* (EPA).

Antes de adentrar no conteúdo do estudo, é interessante mencionar o porquê de sua realização. Desde que os Estados Unidos conseguiram, de maneira bem-sucedida, alavancar a sua produção de hidrocarbonetos em declínio através da popularização do uso da técnica do fraturamento hidráulico¹, a opinião pública buscou melhor entender os possíveis impactos negativos da técnica, sendo a contaminação de água um dos pontos levantados. A fim de trazer maior transparência, duas organizações (*Ground Water Protection Council*, GWPC e *Interstate Oil and Gas Compact Commission*, IOGCC) desenvolveram o “*FracFocus Chemical Disclosure Registry*”, conhecido como “FracFocus”. O FracFocus é um website onde os operadores podem inserir informações sobre composições utilizadas em seus fluidos de fraturamento e torná-las públicas para a sociedade, dando uma maior confiabilidade à técnica. Tal iniciativa é louvável e poderia ser adotada e implantada pelos órgãos reguladores brasileiros.

Quanto aos dados analisados pelo estudo da EPA, estes são referentes a cerca de 39 mil poços submetidos por empresas operadoras ao FracFocus, em uma janela de tempo de 1º de janeiro de 2011 até 28 de fevereiro de 2013. Estes dados foram referentes a 406 condados norte-americanos, em 20 diferentes estados, reportados por 428 diferentes empresas operadoras ((EPA), 2016).

Além da composição do fluido propriamente dita, os dados também davam informações como: data da operação de fraturamento, identificação e localização do poço, *true vertical depth* (TVD) e, por fim, o volume total de água utilizado na operação de

¹ A técnica já tem 70 anos. Foi apenas adaptada ao *shale*.

fraturamento. Na tabela 1, há uma listagem com os aditivos mais utilizados pelas empresas operadoras nas operações de fraturamento hidráulico, tanto para poços produtores de óleo quanto para poços produtores de gás.

Tabela 1 – Aditivos mais frequentemente utilizados nos fluidos de fraturamento para os poços em reservatórios não convencionais produtores de óleo.

Nome Padronizado pela EPA para o Aditivo Químico	Número de Casos (%)	Concentração mediana no fluido de fraturamento hidráulico (% em massa)
Metanol	12.484 (72%)	0,022
Destilados de Petróleo, Óleo bruto e destilados hidrotratados	10.566 (61%)	0,087
Ácido Peroxidissulfúrico, Sal de Amônio Quaternário	10.350 (60%)	0,0076
Etilenoglicol	10.307 (59%)	0,023
Ácido Clorídrico	10.029 (58%)	0,29
Goma Guar	9.110 (52%)	0,17
Hidróxido de Sódio	8.609 (50%)	0,010
Quartzo	8.577 (49%)	0,0041
Água	8.538 (49%)	~1.0
Isopropanol	8.031 (46%)	0,0063
Hidróxido de Potássio	7.206 (41%)	0,013
Glutaraldeído	5.927 (34%)	0,0065

Fonte:((EPA), 2015), adaptado

Tabela 2 – Aditivos mais frequentemente utilizados nos fluidos de fraturamento para os poços em reservatórios não convencionais produtores de gás.

Nome Padronizado pela EPA para o Aditivo Químico	Número de Casos (%)	Concentração mediana no fluido de fraturamento hidráulico (% em massa)
Ácido Clorídrico	12.351 (73%)	0,078
Metanol	12.269 (72%)	0,0020
Destilados de Petróleo, Óleo bruto e destilados hidrotratados	11.897 (70%)	0,017
Isopropanol	8.008 (47%)	0,0016
Água	7.998 (47%)	0,18
Etanol	6.325 (37%)	0,0023
Álcool Propargílico	5.811 (34%)	0,000070
Glutaraldeído	5.635 (33%)	0,0084
Etilenoglicol	5.493 (32%)	0,0061
Ácido Cítrico	4.832 (28%)	0,0017
Hidróxido de Sódio	4.656 (27%)	0,0036
Ácido peroxidisulfúrico, Sal de Amônio Quaternário	4.618 (27%)	0,0045

Fonte:((EPA), 2015), adaptado

Além dos produtos mais utilizados, o número mediano de aditivos utilizados em todos os fluidos pesquisados foi de 14, variando de 4 a 28 (5º e 95º percentil). Outra informação é quanto ao diferente número de aditivos utilizados, tendo um total de 692 compostos para os fluidos levantados. Os aditivos mais utilizados foram o metanol, ácido



clorídrico e destilados leves de petróleo hidrotratados (reportados em 71%, 65% e 65% respectivamente).

Em aproximadamente 80% dos casos reportados, a concentração em massa dos aditivos foi cerca de apenas 1% da massa total do fluido de fraturamento e a mediana dessa mesma estatística tomando em conta todos os poços reportados foi de 0,43%. Quanto ao propante mais comum, o quartzo esteve presente em pelo menos 98% dos casos reportados, com uma mediana de 10% em massa do fluido de fraturamento. Quanto a base do fluido, cerca de 93% dos casos reportados tiveram água como fluido base com uma mediana de 88% em volume do fluido.

3.2 Equipamentos de monitoramento de sismos

Abalos sísmicos, em sua maioria, são ocasionados por causas naturais (tectonismo), mas em algumas situações, esses tremores podem ter como causa a ação antrópica. Como exemplo, podemos ter: injeção de fluidos em subsuperfície, a extração de óleo e gás, represamento de grandes corpos d'água, projetos geotérmicos, extração de minérios, obras civis, dentre outros (NICHOLSON; WESSON, 1992).

Na indústria de petróleo, a grande maioria dos sismos induzidos, incluindo os de pequena magnitude (imperceptíveis em superfície), são provenientes de dois grandes grupos de classificações (NICHOLSON; WESSON, 1992): os relacionados a injeção de fluidos e consequente aumento da pressão de poros, onde podem se encaixar os métodos de recuperação secundária, terciária e mais recentemente, o fraturamento hidráulico (HEALY et al., 1968); ou relacionados ao fenômeno da subsidência, em campos onde já houve uma grande produção de fluido (DOSER; BAKER; MASON, 1991; PENNINGTON et al., 1986). Vale ressaltar que o número de sismos que ocorrem relacionados ao fraturamento hidráulico tem uma frequência bem menor em comparação com os outros mencionados (KIM, 2013).

Tratando unicamente dos sismos associados ao fraturamento hidráulico, ocorreram alguns eventos em países produtores, como nos Estados Unidos (HORTON, 2012; KIM, 2013; MURRAY, 2013; RUBINSTEIN; MAHANI, 2015), Canadá (ATKINSON et al., 2016), Reino Unido (DE PATER; BAISCH, 2011) e China (MENG et al., 2019). Portanto, dada a relevância do problema, é prudente realizar um monitoramento da operação de fraturamento hidráulico, a fim de que sejam mapeados os sismos e suas possíveis causas.

No caso brasileiro, por mais que não haja a produção em reservatórios não convencionais através do fraturamento hidráulico, a ANP já antecipou, mediante Resolução ANP nº 21 de 2014 ((ANP), 2014), que a empresa operadora deverá apresentar em seu projeto de fraturamento, um acompanhamento microsísmico a fim de acompanhar os limites máximos e mínimos das fraturas (Art. 23). É exatamente neste cenário que resgatamos o objetivo central do relatório, onde empresas prestadoras de serviço poderiam atuar neste nicho, visto que a própria ANP já prevê a realização do monitoramento, que em tese deve ser realizado pré, durante e pós operação de fraturamento hidráulico.

A física básica por trás de um equipamento capaz de monitorar microcrossismos consiste no uso de receptores, que podem estar em superfície ou em subsuperfície, que são capazes de detectar as ondas “S” e “P” (cisalhantes e compressionais). Tais ondas são emitidas nos arredores dos poços onde está sendo realizado a operação de fraturamento hidráulico, dado que o fluido é injetado a altas pressões e essas podem causar perturbações e interagir com falhas e fraturas pré-existentes, liberando energia e gerando as ondas anteriormente mencionadas.

Na figura 1, há uma esquematização genérica de um sistema de monitoramento de sismos em um poço próximo a operação de fraturamento. Vale lembrar que quanto maior a distância entre os poços, menor será a qualidade das leituras pelos receptores.

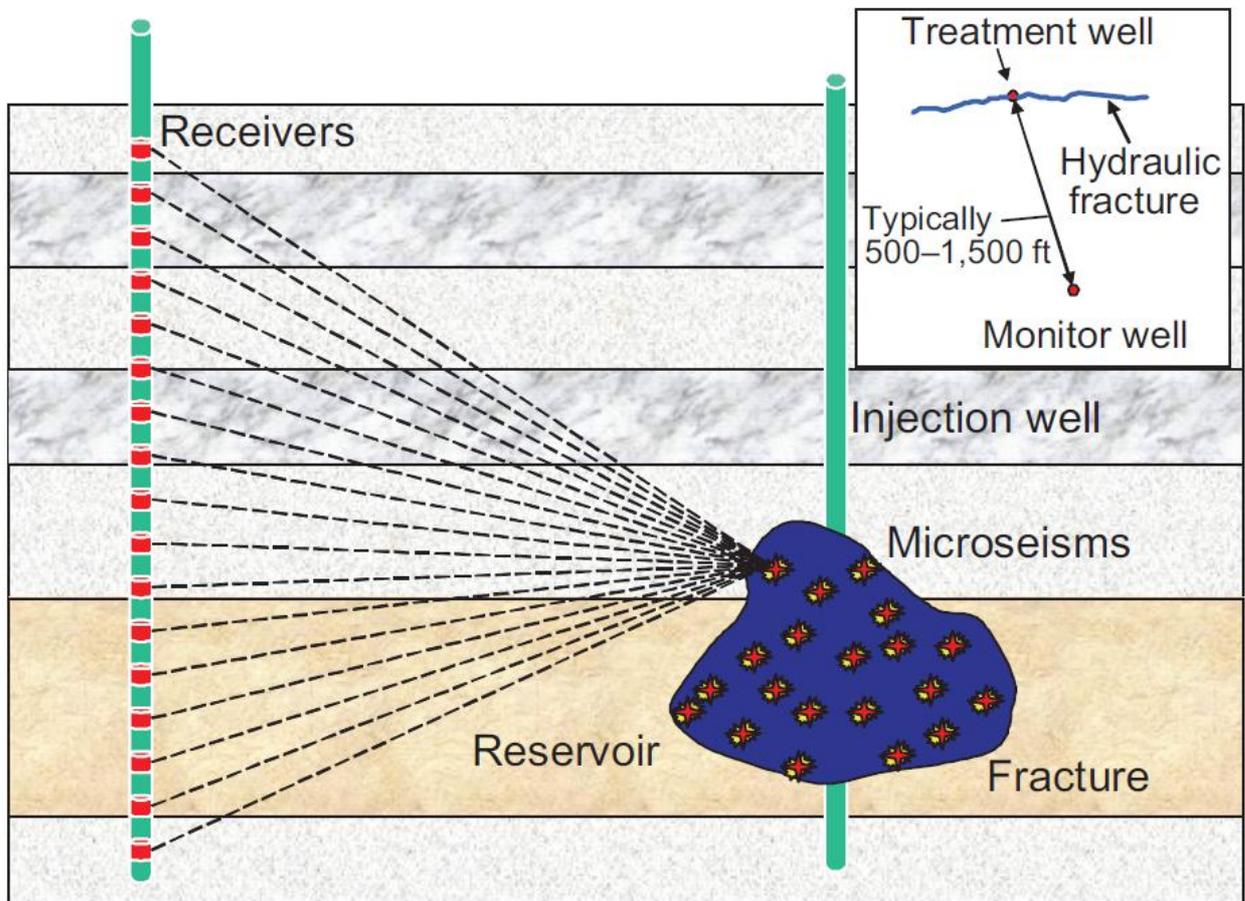


Figura 1 – Vista em corte de um esquema simples de como são dispostos os receptores em um sistema de monitoramento de sísmos.

Fonte: (WARPINSKI, 2009)

4. Mapeamento de empresas para desenvolvimento da atividade de exploração do shale gas no Brasil

Mesmo com a limitação de dados, sabe-se que no Brasil também há um considerável volume de *shale gas* a ser explorado. Contudo, apesar desse potencial, até hoje no país este recurso não foi explorado, mesmo no cenário atual de grande dependência da importação de gás natural para atendimento da demanda nacional. Essa ausência de

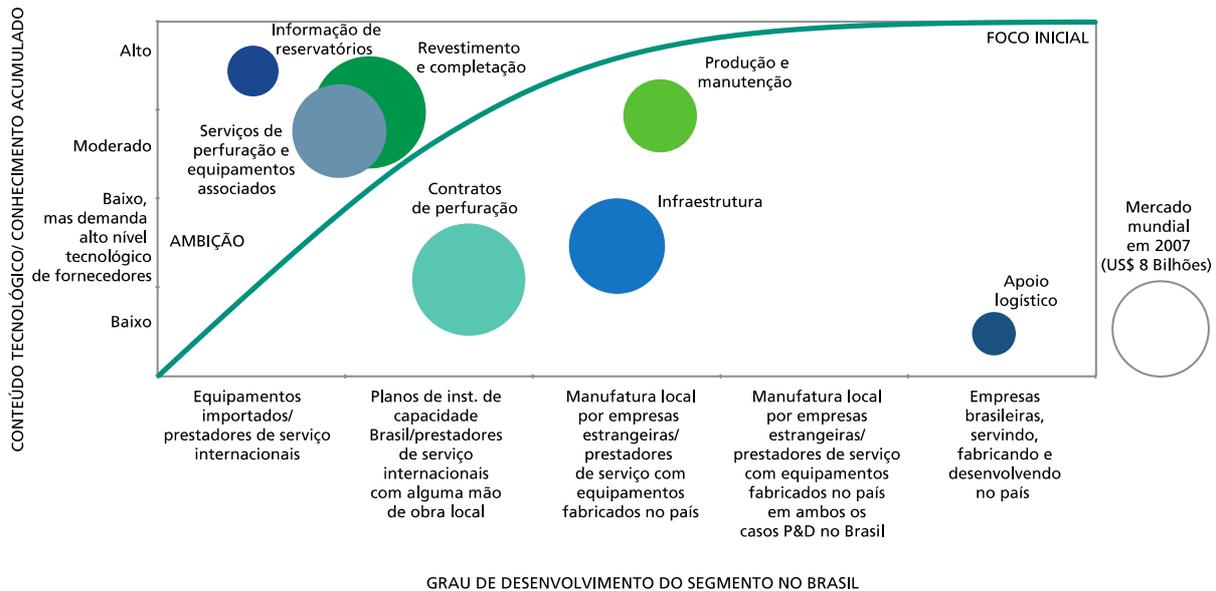


atividades é fruto das condições da realidade brasileira, muito diferentes da americana, que barram o início da exploração não convencional. Entre elas é possível citar o baixo número de operadoras em atividade, a falta de robustez da cadeia de fornecedores nacionais e a ausência de uma política de incentivo ao desenvolvimento do gás natural não convencional (SUÁREZ, 2016).

Segundo Suárez (2016), o limitado número de operadoras é resultado da restrição às áreas de exploração, acessadas somente por meio de rodadas de licitações promovidas pelo governo federal, mas também do tamanho, poder de mercado, e tradição monopolística da Petrobras, além das dificuldades de financiamento para pequenas e médias empresas independentes. No cenário atual, as limitações de acessos a novos entrantes ainda existem, mas tem surgido mais empresas operadoras devido ao processo de desinvestimento da Petrobras

A figura 2 foi retirada de um estudo financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) sobre as perspectivas para o desenvolvimento da cadeia de bens e serviços destinados ao setor de O&G. A imagem mostra o estágio da cadeia nacional de fornecedores por tipo de produto e serviços ofertados.

Figura 2 - Grau de Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores Nacionais



Fonte: BNDES (2012)

Em uma perspectiva de desenvolvimento dos recursos não convencionais no Brasil, este é mais um desafio. Temos tecnologias necessárias para a exploração de gás não convencional, porém não temos a autorização para executar as operações. Além disso, a singularidade de cada bacia onde o *shale gas* é encontrado não permite a simples replicação da técnica em outras formações. Ou seja, para a obtenção de sucesso exploratório, não é possível apenas a importação de equipamentos e serviços, é necessário também um processo de customização, das técnicas visando adaptá-las às condições locais e ao conhecimento geológico que será gerado a partir da aplicação destas técnicas. Esses ajustes pressupõe uma atividade exploratória intensiva com a utilização prolongada de serviços e equipamentos, que hoje não estão disponíveis na quantidade necessária no Brasil (SUÁREZ, 2016).

A partir de dados obtidos tanto do site da Associação dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), quanto do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, foi realizado um levantamento das empresas operadoras e fornecedoras de bens e

serviços no Brasil que podem ser diretamente beneficiadas pelo desenvolvimento da atividade de exploração do *shale gas* no país. A tabela 3, a seguir, lista estas empresas e detalha suas áreas de atuação.

Tabela 3: Principais Operadores e fornecedores no Brasil

Empresa	Categoria	Serviços e atividades
Recôncavo E&P	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Eneva	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Alvopetro	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Great Energy	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Enauta	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Energizzi	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Geopark	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Maha	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Imetame	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
3R Petroleum	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Petrosynergy	Operador	Exploração e produção de petróleo e gás natural
Perbras	Fornecedor	Locação de sondas, periféricos, serviços de operação e manutenção de sondas de petróleo <i>onshore</i> .



Braserv	Fornecedor	Locação de sondas, periféricos, serviços de operação e manutenção de sondas de petróleo <i>onshore</i> .
Conterp	Fornecedor	Locação de sondas, periféricos, serviços de operação e manutenção de sondas de petróleo <i>onshore</i> .
Great Oil	Fornecedor	Locação de sondas, periféricos, serviços de operação e manutenção de sondas de petróleo <i>onshore</i> .
Halliburton	Fornecedor	Localização de hidrocarbonetos, gerenciamento de dados geológicos, perfuração, avaliação de formação, construção de poços, completação e otimização da produção.
Schlumberger	Fornecedor	Localização de hidrocarbonetos, gerenciamento de dados geológicos, perfuração, avaliação de formação, construção de poços, completação e otimização da produção.
Baker Hughes	Fornecedor	Localização de hidrocarbonetos, gerenciamento de dados geológicos, perfuração, avaliação de formação, construção de poços, completação e otimização da produção.
Cameron	Fornecedor	Fabricação de cabeças de fraturamento (<i>frac head</i>)
Mineração Curimbaba	Fornecedor	Venda de agentes de sustentação (propantes)

Sulatlanitca	Fornecedor	Venda de produtos químicos
Carboflex	Fornecedor	Venda de produtos químicos e agentes de sustentação

Fonte: Elaboração própria a partir de informações da ABPIP e ANP

Além dos relacionados na tabela 2, o desenvolvimento dos reservatórios não convencionais beneficiaria muitas outras empresas que serão subcontratadas por esta cadeia principal. Por exemplo, empresas de *catering* (fornecimento de alimentos), rede hoteleira, transporte de pessoal e equipamento, maquinário de apoio (geradores, guindastes, empilhadeiras), terraplenagem, abertura de vias, containers funcionais, provedores de internet etc.

5. Principais Dificuldades

O aproveitamento dos recursos não convencionais e possível exploração do *shale gas* no Brasil pode trazer uma oferta abundante e competitiva de gás natural e boas perspectivas para o desenvolvimento da indústria nacional (DELGADO, 2019). No entanto, para que essas expectativas se concretizem, é preciso entender as peculiaridades do mercado brasileiro de gás natural, de modo a atuar nos principais gargalos desse setor e possibilitar sua consolidação.

Além das barreiras ambientais e regulatórias, o país se depara com uma série de limitadores associados à indústria de bens e serviços (cadeia produtiva) que vão desde a falta de infraestrutura para escoar o gás ao mercado consumidor até a escassez de equipamentos e serviços para executar a atividade de fraturamento hidráulico.

Portanto, faz-se necessário avaliar suas possíveis sinergias com a cadeia dos recursos não convencionais. Também é relevante discutir a definição de cláusulas de conteúdo local adequadas ao estágio da atividade (LAGE et. al, 2013).



Outro ponto que aumenta muito os custos de exploração é a falta tanto de equipamentos quanto de mão de obra qualificada, principalmente em locais mais remotos. Hoje, o Brasil dispõe de apenas 37 sondas terrestres para atividades exploratórias e de produção, apenas 2% do número que opera nos EUA (SHOEMAKER, 2014). Este dado é relevante, pois indica a disparidade entre a cadeia *onshore* no Brasil e nos EUA e dá uma dimensão da falta de recursos que hoje existe no Brasil. Uma vez que a exploração *onshore* no Brasil se amplie, haverá uma oferta maior de equipamentos e com isso surgirá toda uma nova indústria voltada para este tipo de atividade. Isto fará com que os custos diminuam e um poço *onshore*, que hoje custa algo em torno de US\$ 6 e 9 milhões no Brasil, contra US\$ 3 milhões nos EUA, possa ter seus custos diminuídos e ser mais atrativo (PANASSOL, 2012; QUINTANS, 2012; PÁDUA, 2012; MARES, 2013; MOULIN, 2014).

Além disso, o custo com equipamentos necessários torna a produção de *shale gas* um empreendimento caro. Um poço horizontal pode custar em média de US\$ 3 a US\$ 5 milhões, sem mencionar seus custos de operação, arrendamento da terra, e gerenciamento de água e resíduos, dentre outros (LENHARD et al., 2018; TAN, XU, & WONG-PARODI, 2019; CARPEJANI, 2021).

O desenvolvimento da produção do gás não convencional no Brasil também passa por algumas dificuldades, tais como: a burocracia e a complexidade dos processos de licenciamento técnico e ambiental; falta de incentivos fiscais próprios para o gás natural; e o atual formato da política de conteúdo local pouco aderente à realidade da cadeia de fornecedores no Brasil (PINTO et al., 2017).

Quanto ao conteúdo local, em tese é uma boa medida para desenvolver a indústria nacional e ganhar em competitividade frente aos concorrentes externos, além de facilitar a cadeia de suprimentos da atividade exploratória local. Porém, há uma série de questões consideradas obscuras dentro desta política, e este é o principal motivo, segundo estudo da PwC – empresa global de consultoria e auditoria – pelo qual há um temor de insegurança jurídica na atividade exploratória no Brasil. De acordo com esse estudo, apesar da política de conteúdo nacional ser apoiada por 68% dos entrevistados, 70% deles



acham que as regras não são claras, além de 61% acharem que esta regra aumenta em mais de 10% os custos de exploração e desenvolvimento da área de petróleo e gás do Brasil. Um fato ainda mais assustador é que quase 90% dos entrevistados não consideram a indústria nacional competitiva (PANASSOL, 2012).

Outro fator para o baixo dinamismo das operações de exploração em terra se refere a alta carga tributária de impostos federais e estaduais que a indústria nacional de E&P está sujeita, são eles: Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ); Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); Imposto de Importação (II); Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI); Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS); Programa de Integração Social (PIS) e Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, este último de competência estadual e todos os demais de federal (SUÁREZ, 2016).

Para incentivar as atividades de E&P de hidrocarbonetos o governo federal instituiu em 1999 o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e de Gás Natural (REPETRO). Esse regime especial permite a importação de determinadas máquinas e equipamentos destinados à exploração e produção de petróleo e gás com isenção de alguns dos impostos citados acima (II, ISS, IPI, COFINS, PIS e ICMS). A respeito do benefício do REPETRO ser destinado tanto as operações *offshore* quanto *onshore*, esta última é menos beneficiada. A inexistência de portos secos próximos às áreas de produção de gás em terra é outro fator que reduz os benefícios tributários oferecidos pelo REPETRO (CNI, 2015, p.56).

Além dos impostos, os altos custos ou mesmo a impossibilidade da aquisição de produtos e serviços no mercado nacional para exploração de hidrocarbonetos, por conta de uma cadeia de suprimentos pouco desenvolvida, também dificulta os projetos das empresas, principalmente daquelas independentes de menor porte. Entretanto, atualmente no Brasil já existem projetos importantes de gás realizados por empresas independentes decorrentes de campos vendidos no âmbito do programa de desinvestimento da Petrobras, como projetos da Eneva e a Imetame.



Todos os entraves e dificuldades citados acima: restrição de acesso às áreas de exploração, baixo conhecimento geológico, insegurança e burocracia do licenciamento ambiental, baixo número de operadores, alta carga de impostos, percentuais de conteúdo local incompatíveis com o estágio da cadeia nacional de fornecedores e dificuldade de financiamento, contribuem para o desafio central em busca do sucesso da exploração do *shale gas* no Brasil, que é o próprio início da exploração. Como na trajetória americana, onde a exploração não convencional começou de modo significativo há mais ou menos 30 anos antes do sucesso da Mitchel Energy no *play* de Barnett, no Brasil, será necessário que a indústria nacional de O&G trilhe seu próprio caminho de experimentações até que seja construído um conhecimento sobre seus recursos e instituídas suas próprias técnicas de exploração (SUÁREZ, 2016).

Portanto, identificar e viabilizar tecnologias para a exploração e produção de recursos não convencionais, por meio de tecnologias ambientalmente seguras e de alta produtividade, é um mecanismo de inovação e de desenvolvimento da indústria local.

6. Alternativas e Soluções

Considerando as dificuldades brasileiras para a exploração de tais recursos e compreendida a potencialidade do país para a exploração do gás de folhelho, é fundamental reconhecer que os custos para a exploração e produção deste são mais elevados do que para o gás “convencional”. Dessa forma, são necessários incentivos específicos, como, por exemplo: revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção; redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%; alocação de recursos públicos para investimento em estudos e treinamento técnico para os órgãos estaduais e federais envolvidos com o licenciamento das atividades de E&P relacionadas a recursos não convencionais (FGV ENERGIA, 2021).



Outro aspecto que é de suma importância para viabilizar a exploração do *shale gas* no país é a criação de uma política industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltada para o gás não-convencional. Assim, seria possível ter a conjugação de fatores relacionados à tecnologia, mão-de-obra qualificada, empreendedorismo, mercado consumidor local, insumos e fornecedores adequados e redes de distribuição, mas acima de tudo, o conhecimento acumulado resultante do esforço sistemático de perfuração de poços (DELGADO, 2019).

Além disso, um ponto que pode ser considerado para a atividade de exploração do gás não-convencional no país é a sua inclusão na agenda do desenvolvimento industrial brasileira e o estímulo por parte do governo para um maior aproveitamento do gás no setor de geração de energia (SPALDING, 2012; ARREDONDO, 2015). Nesse sentido, seria importante também rever os requisitos de políticas como a de Conteúdo Local, cujo objetivo é aumentar a participação da indústria nacional em bases competitivas nos projetos de exploração e de desenvolvimento da exploração de petróleo e gás natural.

Ademais, outra questão também relevante é focar no desenvolvimento de um ambiente que seja atrativo aos investidores, promovendo o livre acesso à infraestrutura de transporte, organizar leilões de compra de gás pelas distribuidoras e termelétricas e revisar as regras para projetos de geração termelétricas, mas com as devidas proteções e cautelas ambientais (FGV ENERGIA, 2021).

Em um cenário energético de busca pela eficiência ao menor custo, a produção de gás natural não convencional *onshore* pode alavancar atividades como *reservoir to wire*, produção local de fertilizantes e petroquímicos. A produção *in loco* diminuiria o custo de transporte de gás e custos logísticos de distribuição de produtos acabados pelo país, como petroquímicos, por exemplo (MARINHO, 2018).

Uma recomendação para o desenvolvimento de uma indústria de *shale* no Brasil é a criação de uma política industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltada para o gás não convencional.



Segundo o CNI (2015), uma alternativa seria os mercados de *private equity*, porém, segundo o próprio estudo, os mesmos ainda são incipientes no Brasil. Outra alternativa apontada é o financiamento de longo prazo do BNDES, mas o mesmo tem seu foco destinado a projetos da Petrobras e exige garantias que as pequenas empresas não podem cumprir.

7. Considerações Finais

A técnica de fraturamento hidráulico já vem sendo aplicada com sucesso no Brasil há mais de seis décadas em reservatórios convencionais. Isto não quer dizer que não haverá desafios na implementação das operações em reservatórios não convencionais. A logística é complexa e, caso não seja bem gerenciada, pode inviabilizar os projetos.

Apesar de o Brasil possuir cinco bacias com potencial para exploração do gás de folhelho (*shale gas*), a Bacia do Recôncavo pode ser considerada como a que reúne as condições mais favoráveis para ser candidata ao início do desenvolvimento dos reservatórios não convencionais no país. A infraestrutura já existente, a presença de operadoras, prestadoras de serviço e a mão de obra qualificada posicionam muito bem esta região para sediar a construção do poço transparente e os prováveis projetos subsequentes.

O Brasil possui empresas preparadas, com processos muito bem definidos e já implantados com sucesso em países como Estados Unidos, Canadá, Argentina, Arábia Saudita e outros. Tecnicamente não deve haver dificuldades que inviabilizem as operações em reservatórios não convencionais.

O diálogo com a sociedade é necessário e o esclarecimento das vantagens e desvantagens deve ser o mais transparente possível. A atividade, se bem planejada e executada, pode ser um excelente motor para geração de empregos e melhora da qualidade de vida das comunidades locais.



Por fim, o gás natural é o mais limpo dos combustíveis fósseis e o processo de transição energética necessariamente passa por ele. O gás dos reservatórios não convencionais pode trazer a segurança energética necessária para que o país possa concentrar seus esforços no desenvolvimento das energias renováveis a longo prazo.

8. Referências

(ANP), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP nº 21/2014**. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=269028>>.

(EPA), U.S. Environmental Protection Agency. **Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical**. Washington, D.C.: [s.n.].

(EPA), U.S. Environmental Protection Agency. **Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing. EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources**, n. December, 2016.

ARREDONDO, S. F. **Fatores críticos para a viabilização da exploração do gás de xisto no Brasil**. 116p. Dissertação (Mestrado em Processos Industriais) - Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo. São Paulo, 2015.

ATKINSON, G. M. et al. **Hydraulic fracturing and seismicity in the western Canada sedimentary basin**. *Seismological Research Letters*, v. 87, n. 3, p. 631–647, 2016.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G**. Rio de Janeiro, BNDES, 2012.

CARPEJANI, G. **Impactos ambientais, sociais e econômicos da exploração do gás de xisto por “fracking”**. Dissertação (mestrado). Universidade do Sul de Santa Catarina, Florianópolis - SC, 2021.



COLOMER, M.; ALMEIDA, E. **Desafios da Produção de Gás Não Convencional no Brasil.** 2015. Disponível em <<http://blog.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=12640> > Acesso em junho de 2021.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **Gás Natural em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor.** Brasília: CNI, 2015.

DE CAMPOS, V. P. P.; SANSONE, E. C.; E SILVA, G. F. B. L. **Hydraulic fracturing proppants.** Ceramica, v. 64, n. 370, p. 219–229, 2018.

DE PATER, C. J.; BAISCH, S. **Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity.** Synthesis Report, n. November, p. 71, 2011.

DELGADO, F. **O shale gas à espreita no Brasil.** Cenários Gás, Editora Brasil Energia. 2019. Disponível em < <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/o-shale-gas-a-espreita-no-brasil/>> Acesso em abril de 2021

DOSER, D. I.; BAKER, M. R.; MASON, D. B. **Seismicity in the War-Wink gas field, Delaware Basin, west Texas, and its relationship to petroleum production.** Bulletin - Seismological Society of America, v. 81, n. 3, p. 971–986, 1991.

FGV ENERGIA (2021). **O desenvolvimento da exploração de recursos não convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento local.** Disponível em < https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_desenvolvimento_da_exploracao_de_recursos_ao_convencionais_no_brasil.pdf> Acesso em abril de 2021

GANDOSSO, L. **An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production.** [s.l: s.n.].

HANANIA, J.; STENHOUSE, K.; DONEV, J. **Unconventional Resource.**

HEALY, J. H. et al. **The Denver earthquakes.** Science, v. 161, n. 3848, p. 1301–1310, 1968.



HORTON, S. **Disposal of Hydrofracking Waste Fluid by Injection into subsurface.** Seismological Research Letters, v. 83, n. 2, p. 250–260, 2012.

KIM, W. Y. **Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio.** Journal of Geophysical Research: Solid Earth, v. 118, n. 7, p. 3506–3518, 2013.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D.; SOUZA, L.D. W. DORES, P. B. DAS; GALOPPI, P. P. DE S. **Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro.** BNDES Setorial 37, p. 33-88, 2013.

LENHARD, L.; ANDERSEN, S.; COIMBRA-ARAÚJO, C. (2018). **Energy-Environmental Implications of Shale Gas Exploration in Paraná Hydrological Basin, Brazil.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, 90, 56-69. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.042>.

MANILOFF, P.; MASTROMONACO, R. **The local employment impacts of fracking: A national study.** Resource and Energy Economics, v. 49, p. 62–85, 2017.

MARES, D. R. 2013. **The New Energy Landscape: Shale Gas in Latin America.** Institute of the Americas Chair for Inter-American Affairs. University of California, San Diego.

MARINHO, I. M. L. **O desenvolvimento de recursos de gás de folhelho no Brasil: aspectos econômicos, regulatórios e ambientais.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Niterói, 2018.

MENG, L. et al. **An investigation of seismicity induced by hydraulic fracturing in the Sichuan Basin of China based on data from a temporary seismic network.** Bulletin of the Seismological Society of America, v. 109, n. 1, p. 348–357, 2019.

MOULIN, D.S.; **Análise do potencial de desenvolvimento de shale gas no brasil a partir da experiência dos eua nesta atividade.** Instituto de Economia (Monografia). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2014.



MURRAY, K. E. **State-scale perspective on water use and production associated with oil and gas operations**, Oklahoma, U.S. Environmental Science and Technology, v. 47, n. 9, p. 4918–4925, 2013.

NICHOLSON, C.; WESSON, R. L. **Triggered Earthquakes and Deep Well Activities**. Pure and Applied Geophysics, v. 139, n. 3, p. 561–578, 1992.

PÁDUA, L. 2012. **Presidente da Shell critica metas do governo para conteúdo local no pré-sal**. Editoria de economia. Jornal do Brasil.

PANASSOL, M. 2012. **O conteúdo local nos empreendimentos de petróleo e gás natural: Sondagem PWC**. Setor da indústria de óleo e gás. PricewaterhouseCoopers.

PENNINGTON, W. D. et al. **The Evolution of Seismic Barriers and Asperities Caused by the Depressuring of Fault Planes in Oil and Gas Fields of South Texas**. v. 76, n. 4, p. 939–948, 1986.

PINTO, L. R. S.; BARBOSA, T. F.; VIEIRA, V. M. **Exploração brasileira para gás de folhelho com ênfase nos impactos ambientais e econômicos**. 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2017.

QUINTANS, L. C. P.. 2012. **Ensaio crítico sobre a natureza do conteúdo local brasileiro: imperfeições no fomento à indústria local**. Revista brasileira do direito do petróleo, gás e energia. Centro de Estudos Avançados e pesquisas em direito do petróleo.

RUBINSTEIN, J. L.; MAHANI, A. B. **Myths and facts on wastewater injection, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, and induced seismicity**. Seismological Research Letters, v. 86, n. 4, p. 1060–1067, 2015.

SHOEMAKER, R.; BROWN, M. 2014. **Oil Services & Equipment: The international rig count increased by 24 in December**. Citi Research Equities Oil & Gas Equipments & Services. Citigroup Global Markets.



SPALDING, E. C. **Gás como energético: indústrias energo-intensivas**. In: SEMINÁRIO GÁS NÃO CONVENCIONAL BNDES, 2012, Rio de Janeiro. Anais eletrônicos. BNDES. Disponível em <
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/institucional/Publicacoes/Paginas/s_gas_ao_convencional.html> Acesso em: abril de 2021.

SUÁREZ, L. A. P. **Os desafios para exploração de shale gas no Brasil a partir da análise da experiência americana**. Instituto de Economia (Monografia). Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2016.

TAN, H.; XU, J.; WONG-PARODI, G. (2019). **The politics of Asian fracking: Public risk perceptions towards shale gas development in China**. Energy Research & Social Science, 54, 46-55. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.03.007>

WARPINSKI, N. **Microseismic monitoring: Inside and out**. JPT, Journal of Petroleum Technology, v. 61, n. 11, p. 80–85, 2009.

ZENDEHBOUDI, S.; BAHADORI, A. **Shale Gas Characteristics**. [s.l: s.n.].

ZENDEHBOUDI, S.; BAHADORI, A. **Shale Gas: Introduction, Basics, and Definitions**. Shale Oil and Gas Handbook, p. 1–26, 2017a.