

Aspectos Técnicos e o Gás Não Convencional no Brasil

Coordenadores:

**Edmilson Moutinho dos Santos,
Hirdan Katarina de Medeiros Costa
Thiago Luis Felipe Brito**

Autores:

Edmilson Moutinho dos Santos
Estanislau Luczynski
Henrique Toby Gondim Ribeiro
Hirdan Katarina de Medeiros Costa
José Fernando de Freitas
Matheus Rebelo Gomes Rodrigues
Paulo Negrais Carneiro Seabra
João Carbone Neto
Lucy Gomes Sant'Anna
Pietro Salomão de Sá
Thiago Luis Felipe Brito
Kelly Cristinne Leite Angelim
Anabal Santos Junior
Carlos Eduardo G. Ferreira



Copyright © 2021 Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina de Medeiros
Costa e Thiago Luis Felipe Brito

Todos os direitos desta edição reservados à Synergia Editora

Editor Jorge Gama

Editora assistente Isabelle Assumpção

Capa Equipe Synergia

Diagramação Flávio Meneghesso

Revisão Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Thiago Luis Felipe Brito

CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO
SINDICATO NACIONAL DOS EDITORES DE LIVROS, RJ

S237

Aspectos técnicos e o gás não convencional no Brasil /
organizado por Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina
de Medeiros Costa e Thiago Luis Felipe Brito. - 1. ed. - Rio de Janeiro :
Synergia, 2021

82 p. ; 16cm x 23cm.

Inclui bibliografia

ISBN: 978-65-86214-66-6

1. Economia. 2. Gás Natural - Brasil. 3. Gás Natural -
Legislação - Brasil. I. Santos, Edmilson Moutinho dos. II. Costa, Hirdan
Katarina de Medeiros. III. Brito, Thiago Luis Felipe.

CDD 333.7932

CDU 620.91



Livros técnicos, científicos e profissionais

Tel.: (21) 3259-9374 | 📞 (21) 97933-6580

www.synergiaeditora.com.br / comercial@synergiaeditora.com.br

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (através do Projeto Gasbras número 01.14.0215.00) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq – (Chamada Pública Encomenda Convênio FINEP n. 01.14.0215.00 SEI – 01300.007195/2020-59).

Agradecemos igualmente o apoio do *Research Centre for Greenhouse Gas Innovation* - RCGI, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo FAPESP (Processo 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

AUTORES

Edmilson Moutinho dos Santos

Estanislau Luczynski

Henrique Toby Gondim Ribeiro

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

José Fernando de Freitas

Matheus Rebelo Gomes Rodrigues

Paulo Negrais Carneiro Seabra

João Carbone Neto

Lucy Gomes Sant'Anna

Pietro Salomão de Sá

Thiago Luis Felipe Brito

Kelly Cristinne Leite Angelim

Anabal Santos Junior

Carlos Eduardo G. Ferreira

SUMÁRIO

1	SEGURANÇA OPERACIONAL.....	1
	INTRODUÇÃO	1
1	RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS E OS PRINCÍPIOS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO	2
2	ABALOS SISMICOS INDUZIDOS	6
2.1	Análise do Problema	6
2.2	Estudos de Caso	10
2.3	Possíveis Soluções	14
2.3.1	Antecipando e avaliando potenciais reativação de falhas	14
2.3.2	Acompanhamento da operação de fraturamento	15
3	PROBLEMAS NA CIMENTAÇÃO E SUA RELAÇÃO COM A MIGRAÇÃO DE FLUIDOS	16
3.1	Análise do Problema	16
3.2	Estudos de Caso	19
3.2.1	Estudos de caso associados a problemas em poços	19
3.2.2	Estudos de caso associados a cimentação	20
3.3	Possíveis Soluções	23
3.3.1	Formulações adequadas para o cimento	23
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	25
2	LOGÍSTICA DE PROSPECÇÃO, PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NÃO CONVENCIONAL	29
	INTRODUÇÃO.....	29
1	PROSPECÇÃO E PRODUÇÃO	31
2	ESTUDOS DE CASOS	38
2.1	Etapas de operação de um <i>pad</i>	38
2.2	Logística de distribuição	44
2.3	Transporte e Distribuição	47

3	DIAGNÓSTICO DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS	49
3.1	Resultados da Matriz SWOT	50
3.1.1	Ambiente Interno	51
3.1.2	Ambiente Externo	52
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
3	IDENTIFICAÇÃO DE PRODUTORES E FOMENTO DO DESENVOLVIMENTO DE EQUIPAMENTOS DE SONDAGEM E PRODUÇÃO LOCAL DE PROPANTES E ADITIVOS	57
	INTRODUÇÃO	57
1	DETALHAMENTO DA ATIVIDADE DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO	58
1.1	Princípios Básicos Acerca dos Não Convencionais	58
1.2	O Processo de Fraturamento Hidráulico	59
2	DESCRIÇÃO DE OPERAÇÕES ESPECÍFICAS AO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E SUAS OPORTUNIDADES AOS PRODUTORES LOCAIS	60
2.1	Aditivos dos fluidos de fraturamento	60
2.2	Equipamentos de Monitoramento de Sismos	64
3	MAPEAMENTO DE EMPRESAS PARA DESENVOLVIMENTO DA ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO DO SHALE GAS NO BRASIL	66
4	PRINCIPAIS DIFICULDADES	69
5	ALTERNATIVAS E SOLUÇÕES	71
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	73

1

SEGURANÇA OPERACIONAL

**Edmilson Moutinho dos Santos, Estanislau Luczynski,
Henrique Toby Gondim Ribeiro, Hirdan Katarina de Medeiros
Costa, José Fernando de Freitas, Matheus Rebelo Gomes
Rodrigues, Paulo Negrais Carneiro Seabra e Thiago Brito**

INTRODUÇÃO

A exploração e produção de gás e óleo de folhelho (em inglês, *shale*), através das técnicas de perfuração horizontal em paralelo com o fraturamento hidráulico, proporcionou o incremento da oferta de gás natural em países como Estados Unidos, Argentina, Canadá e China.

O fraturamento hidráulico consiste em injetar um fluido a pressões maiores que a pressão de ruptura da rocha reservatório induzindo fraturas. Essas fraturas são responsáveis por criar caminhos preferenciais que conduzem a mistura de hidrocarbonetos e água da formação para o poço, aumentando consideravelmente sua permeabilidade total.

O fluido de fraturamento é composto tipicamente por uma base (usualmente água), um propante (areia) e aditivos químicos. A função da areia é a de manter as fraturas abertas ao se cessar a pressão de bombeio enquanto os aditivos têm múltiplas funções, tais como, ácidos para ajudar na propagação das fraturas, biocidas para matar bactérias capazes de produzir sulfeto de hidrogênio (H₂S), surfactantes para reduzir fricção e tensão superficial, dentre outros (MME e ANP, 2016; THE ROYAL SOCIETY e THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING, 2012).

Contudo, há representantes da sociedade que manifestam dúvidas quanto à segurança das operações de fraturamento. As casualidades que

associam à técnica do fraturamento são as mais diversas, sendo as principais: problemas associados a água (escassez hídrica ou contaminação de corpos d'água), atividades sísmicas induzidas e emissão de gases do efeito estufa (ADGATE, GOLDSTEIN e MCKENZIE, 2014). Ao redor do mundo, alguns incidentes foram catalogados, tais como o vazamento de gás na formação de *Marcellus* nos Estados Unidos, e os tremores registrados em *Lancashire*, no Reino Unido. Ao analisar detidamente tais incidentes, sob a luz estrita da ciência, o Brasil pode se apropriar dos aprendizados resultantes, de maneira a evitar que eventos semelhantes venham a ocorrer caso o fraturamento hidráulico seja empregado no país.

Muitos esforços vêm sendo empreendidos para melhor entender os efeitos sobre o ambiente do emprego das técnicas de fraturamento na produção de recursos não convencionais, dentre as quais se destaca o mapeamento das fraturas induzidas e sua propagação na subsuperfície, através do uso de várias técnicas de modelagem. Muitos destes estudos sugerem que a contaminação de águas subterrâneas pode estar diretamente associada a falhas de projeto ou execução de perfuração, cimentação ou mesmo do fraturamento (ZOBACK e KOHLI, 2019a).

Este trabalho se propõe a realizar uma análise dos estudos relacionados à exploração e produção dos recursos não convencionais e propor um protocolo de segurança para estas operações. Serão também apresentados estudos em nível mundial sobre mecanismos de propagação de falhas e como essa propagação pode afetar os projetos de revestimento e cimentação, e assim propor um caderno de melhores práticas para análise pela indústria e autoridades responsáveis.

1 RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS E OS PRINCÍPIOS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

A revolução do shale começou nos Estados Unidos e teve tamanha importância que alterou a dinâmica dos três grandes mercados internacionais de gás natural (América do Norte, Europa e Ásia). Essa alteração está diretamente associada aos maiores volumes de gás produzido nos Estados Unidos, com o uso da técnica de fraturamento em conjunto com a política do governo norte americano de investimentos em terminais para a ex-

portação de gás natural liquefeito (GNL), impactando os preços em nível global (GENG, JI e FAN, 2016). A fim de melhor entender os impactos da exploração do *shale*, é necessário conhecer alguns conceitos e etapas da exploração e produção desses recursos.

O *shale*, folhelho no Brasil e equivocadamente chamado de “xisto”, é uma rocha sedimentar de granulometria fina e baixa permeabilidade que compõe a matriz de um dos vários tipos de reservatório não convencionais (ZENDEHBOUDI e BAHADORI, 2017). Segundo a ANP, um “reservatório não convencional é uma rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, onde se executa fraturamento hidráulico visando sua produção” (ANP, 2014).

Como a sua permeabilidade é muito baixa, grande parte dos fluidos ficam aprisionados nos poros e encontram dificuldade para migrar do reservatório até o poço, e neste cenário é essencial um projeto de poço adequado, sendo de suma importância o uso simultâneo das técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico.

Projetos de poços para reservatórios convencionais e *shale* são similares até a etapa de perfuração, onde não convencionais usam extensivamente a perfuração direcional para penetrar a zona do reservatório. Na maioria dos casos, a vantagem da perfuração direcional, mais especificamente a horizontal (ângulos de inclinação maiores que 80°, (KING, [s.d.])), é a de aumentar a área de drenagem ao longo da rocha reservatório. À medida que os norte-americanos foram aprimorando o uso da perfuração horizontal, novas variantes foram surgindo, tais como, os poços multilaterais, que possuem a mesma cabeça de poço, mas diversas ramificações.

Além da perfuração, o projeto do cimento e do revestimento deve ser feito de maneira particularmente criteriosa, considerando que devem suportar alterações bruscas de temperatura e pressão na operação de fraturamento hidráulico, sendo necessário o uso de materiais específicos. Na Figura 1 há uma esquematização simples de um poço típico em reservatórios não convencionais, com as fases mais comuns do revestimento assim como o trecho horizontal.

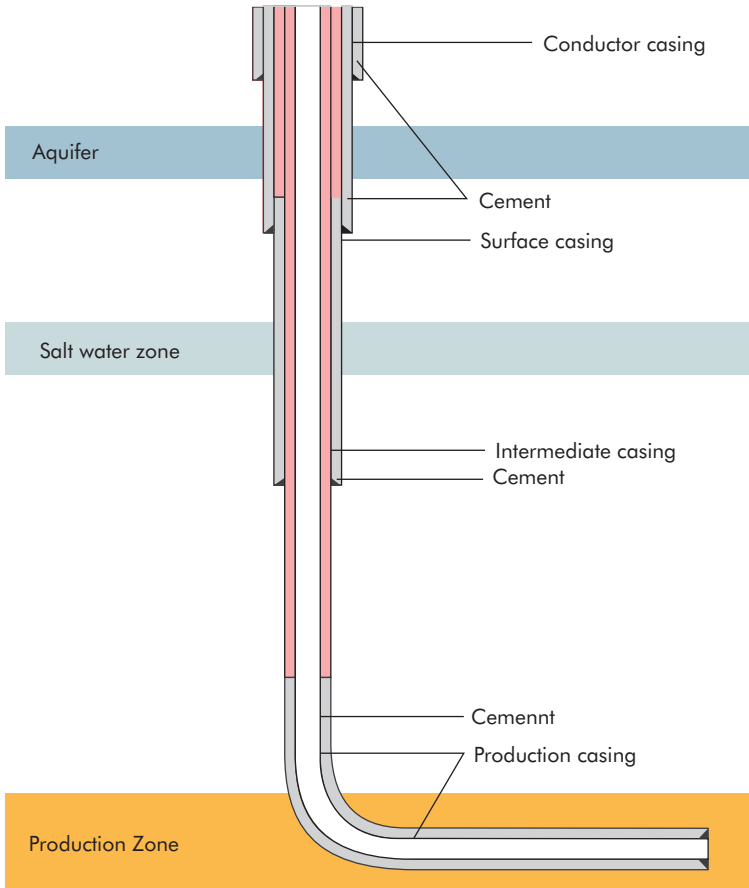


Figura 1 Esquemática simples de um poço horizontal com suas zonas de revestimento e cimentação.

Fonte: THE ROYAL SOCIETY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING (2012).

Após a descida da última fase do revestimento, o de produção, há a realização da operação de canhoneio seguida do fraturamento hidráulico, através da injeção de um fluido pressurizado que tem a função de fraturar a rocha reservatório, reativando fraturas existentes ou criando novas. Usualmente, a operação se dá em múltiplos estágios, realizando a injeção de fluido em direção radial. Conforme o fluido é bombeado, as fraturas vão sendo criadas e se ramificando, aumentando a área de drenagem. Uma esquematização simples do processo de fraturamento está ilustrado na Figura 2.

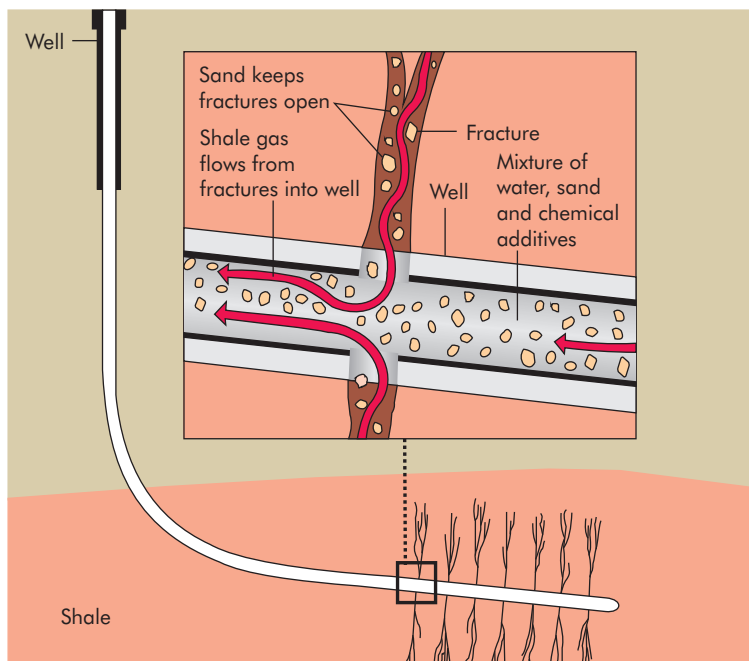


Figura 2 Visão de um poço horizontal em corte, com destaque no mecanismo de propagação de falhas.

Fonte: THE ROYAL SOCIETY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING (2012).

O fluido de fraturamento é composto tipicamente por uma base, que na maioria dos casos é água, podendo também ser óleo, ácido, álcoois, dentre outros, a depender das características do reservatório; areia como propante e aditivos químicos (GANDOSSO, 2013). A função do agente propante, é de manter as fraturas criadas/reativadas abertas ao final da operação do fraturamento. O material mais usado é a areia de sílica arredondada, podendo ser alternativamente a areia revestida de resina e cerâmica sintética (DE CAMPOS, SANSONE e SILVA, 2018). Por fim, são ainda usados aditivos com diferentes funções, tais como redutores de fricção, biocidas, estabilizantes de argilas, dentre outros (EPA, 2016).

A proporção entre cada um dos três componentes sempre varia, em especial, pelas condições de reservatório. Entretanto, segundo um relatório elaborado pela EPA (*Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical*, 2015), que teve como espaço amostral 39.136

poços norte-americanos onde houve uma operação de fraturamento hidráulico, foi indicado o seguinte:

- uma mediana de 0,3% de aditivos em massa total do fluido, com o 95º percentil não excedendo uma concentração de 2%;
- quanto ao fluido base, foi apontado valores superiores a 93% de fluidos a base água, onde a mediana em proporção água/fluido foi de 88% em massa, com 5º e 95º percentis sendo 68% e 99%, respectivamente;
- para o propante, que contou com um espaço amostral de 26.935 poços, teve como sua mediana 11% em massa de fluido, com 5º e 95º percentis sendo 2,4% e 24%, respectivamente.

Como em qualquer processo invasivo, podem ocorrer problemas, tais como a perda do controle da propagação das falhas, danos ao revestimento/cimentação ou a reativação de falhamentos que se comuniquem com o cristalino. Tais fatores, podem causar dois fenômenos que são importantes ao estudo: abalos sísmicos induzidos e a migração de fluidos para zonas de menores pressões.

Apresentados alguns dos conceitos básicos de interesse acerca do fraturamento, as próximas seções do documento irão tratar dos principais eventos associados à atividade, assim como realizar um breve apanhado bibliográfico relativo a como pesquisadores ou empresas estão lidando com as eventualidades inerentes ao fraturamento, e por fim, serão apresentadas medidas para evitar e/ou mitigar os impactos associados.

2 ABALOS SÍSMICOS INDUZIDOS

2.1 Análise do Problema

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 por exemplo: injeção de fluidos em subsuperfície, extração de óleo e gás, represamento de grandes corpos d'água, projetos geotérmicos, extração de minérios, obras civis, dentre outras (NICHOLSON e WESSON, 1992).

Tratando-se da indústria de petróleo, os sismos induzidos são, em sua maioria, provenientes de dois grandes grupos de classificações (NICHOLSON e WESSON, 1992): os relacionados à injeção de fluidos e consequente aumento da pressão de poros, como nos métodos de recuperação secundária, terciária e, mais recentemente, no fraturamento hidráulico (HEALY *et al.*, 1968); ou relacionados ao fenômeno da subsidência, em campos onde já houve uma grande produção de fluido (DOSER, BAKER e MASON, 1991; PENNINGTON *et al.*, 1986a). Vale ressaltar que o número de sismos registrados e relacionados ao fraturamento hidráulico tem uma frequência bem menor quando comparados aos outros mencionados (KIM, 2013).

Abordando os sismos induzidos apenas por injeção de fluidos em subsuperfície, há uma relação íntima com a propagação de falhas. Durante a injeção, ocasionalmente o fluido introduzido a altas pressões migra através dos poros das rochas, gerando fraturas ou então reativando as já existentes (BC OIL AND GAS COMMISSION, 2012). Nesse sistema perturbado, há um grande aumento da pressão de poros que, somados às tensões in-situ, pode causar um deslizamento das falhas, gerando os sismos.

Para ilustrar a frequência e impacto de um sismo, apresentamos a Tabela 1 que expõe a magnitude de um sismo assim como seus efeitos e ocorrência ao redor do mundo (BC OIL AND GAS COMMISSION, 2012). A escala usada na tabela é a de magnitude local (M_L) ou popularmente conhecida como “Escala Richter”, que é uma escala logarítmica que considera apenas a máxima amplitude do sismo, sem considerar quais ondas sísmicas foram responsáveis pelos tremores. Vale ressaltar que a escala vai até valores de 8 ou mais, entretanto como o objetivo de estudo são os sismos associados ao fraturamento hidráulico, apenas a faixa inferior de valores foi resgatada.

Para melhor avaliar este fenômeno e seus impactos, podemos tomar como exemplo os Estados Unidos, onde a *United States Geological Survey* (USGS), uma agência do governo norte-americano, têm como uma de suas atribuições monitorar sismos através de suas estações de medição e conta com extensivos dados históricos. Na figura 3, há um mapa dos Estados Unidos mostrando atividades sísmicas com um $M_L \geq 3$ de um período de aproximadamente 50 anos. A partir de 2009, há um rápido crescimento do número de sismos na porção central norte americana, representados em vermelho.

Tabela 1 Informações práticas associando terremotos, seus graus na escala Richter, implicações em superfície e frequência em que ocorrem no mundo.

Magnitude (ML)	Descrição	Efeito dos Abalos	Ocorrências destes eventos sísmicos com uma origem natural ao redor do mundo
-3,0 a 0,5	Micro Sismicidade	Não são sentidos por pessoas em superfície.	Muito frequente, estimados e muitos milhões por ano. A confiabilidade da detecção é variável.
0,5 a 2,0	Microterremoto	Abalos extremamente pequenos, não são sentidos por pessoas em superfície.	Muito frequente, estimados e muitos milhões por ano. A confiabilidade da detecção é variável.
2,0 a 2,9	Terremoto Pequeno ("Minor")	Geralmente não são sentidos por pessoas, mas captados por aparelhos em superfície	Cerca de 1.300.000 ao ano globalmente
3,0 a 3,9	Terremoto Pequeno ("Minor")	Comumente sentidos em superfície, mas raramente acarretam danos	Cerca de 130.000 ao ano globalmente
4,0 a 4,9	Terremoto Leve ("Light")	Agitação de itens internos perceptíveis, ruídos provenientes dos tremores. Há dano, mas não tão significativo.	Cerca de 13.000 ao ano globalmente

Fonte: Adaptado de BC OIL AND GAS COMMISSION (2012).

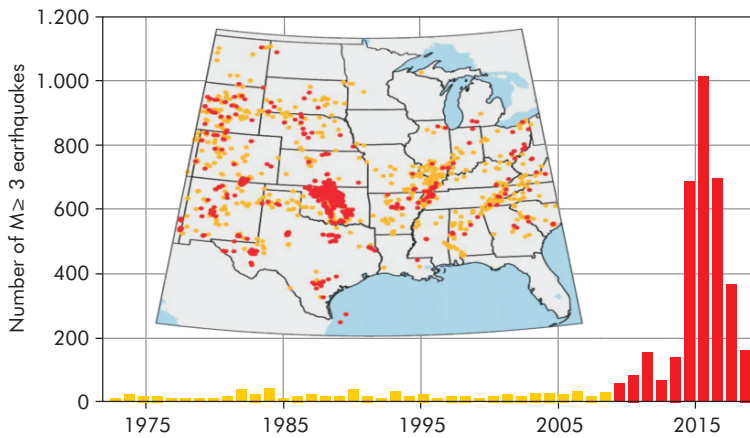


Figura 3 Mapa estado-unidense, em corte, apontando a quantidade de terremotos com valores de M_L maiores ou iguais a 3 (eixo Y) na Escala Richter.

Fonte: ZOBACK e KOHLI (2019a)

O número de sismos cresceu de uma média de 24 ($M_L \geq 3$) por ano no período de 1973-2008, para uma média de 193 de 2009-2014 e atingindo um pico de mais de 1.000 em 2015 (RUBINSTEIN e MAHANI, 2015). Estes sismos induzidos têm duas grandes classificações: os relacionados à injeção de fluidos e conseqüente aumento da pressão de poros, onde aqui podem se encaixar os métodos de recuperação secundária, terciária, descarte de água e mais recentemente, o fraturamento hidráulico (HEALY *et al.*, 1968; RALEIGH, HEALY e BREDEHOEFT, 1976); ou relacionados ao fenômeno da subsidência, em campos onde já houve uma grande produção de fluidos (DOSER, BAKER e MASON, 1991; PENNINGTON *et al.*, 1986b).

A literatura norte americana oferece uma análise destes números e a exata origem dos sismos. Segundo (RUBINSTEIN e MAHANI, 2015), a grande maioria dos sismos apresentados na Figura 3 estão associados à indústria de petróleo, porém mais relacionados com a operação de descarte de água do que com o fraturamento em si, sendo sismos associados ao fraturamento mais comuns no Canadá.

Outro ponto comumente levantado é de que grande parte da água reinjetada é proveniente da operação de fraturamento. Segundo (HORTON, 2012) e (KIM, 2013), grande parte da água reinjetada em Ohio e Arkansas são, sim, provenientes da operação de fraturamento, mas trazendo um contraponto, (MURRAY, 2013) sugere que apenas 10% da água reinjetada em Oklahoma é proveniente de operações de fraturamento e, pelo gráfico da Figura 3, Oklahoma concentra a maior parte dos sismos recentes em território americano.

Por fim, Rubinstein e Mahani (2015) rebatem a afirmativa de que “se não houvesse o fraturamento hidráulico, não haveria os sismos”. Segundos os mesmos, essa afirmativa não é correta pelo fato de que, independentemente de poços serem fraturados ou não, água é sempre produzida junto ao óleo. Um exemplo que faz bem este contraponto é o *play* de *Hunton Dewatering*, na parte central de Oklahoma, que é um dos maiores produtores de água e registrou um grande número de sismos, mas não usa a operação de fraturamento hidráulico (WALSH e ZOBACK, 2015).

2.2 Estudos de Caso

Como já discutido, muitos são os locais no território norte americano onde houve sismos. Nesta seção, serão apresentados três estudos de caso bem famosos nos Estados Unidos, assim como um caso emblemático no Canadá.

Skoumal, Brudzinski e Currie (2015) realizaram a análise dos sismos em Poland Township, Ohio através de uma abordagem numérica que ajustou e interpolou dados sísmicos da USGS e os colocou em paralelo com as condições geológicas da região para melhor elucidar o sismo de $3 M_L$ ocorrido. O trabalho concluiu que a operação de fraturamento que ocorria próximo à cidade de Poland Township, provavelmente foi responsável pela reativação de uma falha existente que se conectava ao cristalino, causando múltiplos abalos sísmicos, com intensidade variando de 1 até $3M_L$, durante o período do fraturamento (8 dias).

Um segundo trabalho, realizado por (FRIBERG, BESANA-OSTMAN e DRICKER, 2014) analisa abalos ocorridos em Harisson Country, Ohio, no período de setembro a dezembro de 2013. Através de um paralelo entre dados sísmicos da USGS e de poços (obtidos através da *Ohio Department of Natural Resources*, ODNR), pode se constatar 3 poços que passaram pelo processo de fraturamento e tiveram direta relação com sismos. Essa afirmação foi feita baseada na convergência entre informações das direções de propagação das ondas sísmicas com as informações do poço e da operação de fraturamento (profundidade, comprimento do trecho horizontal, horário exato da operação de fraturamento, dentre outros).

As operações de fraturamento ocorreram no período de setembro a outubro de 2013, e os abalos sísmicos foram captados aproximadamente 26 horas após uma das operações.

Um ponto interessante sobre estes eventos é que, assim como o estudo de Skornal, o estudo de Friberg apontou uma conectividade entre as fraturas induzidas e o cristalino abaixo do trecho horizontal do poço.

Por fim, o trabalho de (HOLLAND, 2013) realiza a análise de uma sequência de 116 pequenos sismos no período de 16 a 22 de janeiro de 2011 no campo de Eola-Robberson, na parte centro-sul do estado de Oklahoma, o estado mais afetado por sismos segundo a Figura 3. Segundo a análise do autor, provavelmente 14 poços fraturados hidraulicamente

foram responsáveis pelos sismos, os quais variaram em uma escala de 0,5 a 2,9 M_L . O estudo aponta que nenhum dos sismos anteriores tinham direções nem frequências de ondas semelhantes aos que ocorreram após as operações de fraturamento, indicando que os mesmos foram induzidos.

De maneira análoga ao estudo de Friberg *et al.* (2014), o primeiro sismo ocorreu aproximadamente 24 horas após o início da primeira operação de fraturamento. Outro ponto interessante é que por más condições climáticas, alguns estágios do fraturamento tiveram um atraso de mais de dois dias, e tal atraso fez com que os sismos tivessem correlações semelhantes de um espaço entre eles. Neste estudo não há a menção ao mapeamento de falhas e nem sua reativação. O próprio autor menciona que este tipo de ocorrência é extremamente raro, pois em Oklahoma houve mais de 100 mil poços em que foi realizado o fraturamento hidráulico e, até 2013, só foram catalogados três estudos científicos associando a presença de sismos à operação de fraturamento, e mesmo se houver mais eventos, a porcentagem total é muito pequena.

Um adendo importante aos estudos de Holland (WALSH e ZOBACK, 2016) afirma que, de fato, as operações de fraturamento nos poços de Oklahoma não tiveram uma participação crucial no total de terremotos Estados Unidos. Em seus estudos, foram mapeadas seis regiões na parte centro-norte de Oklahoma, e foi identificado que o número de poços onde houve fraturamento hidráulico ou recuperação melhorada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* – EOR) era mínimo, e os estudos apontam que a injeção de água é o provável causador, sendo mais específico, a injeção de grandes quantidades entre o reservatório e o cristalino (formação *Arbuckle*), conforme Figura 4.

Em território canadense, Atkinson *et al.* (2016) examina se há uma relação entre as atividades de óleo e gás na porção ocidental da bacia canadense (*Western Canada Sedimentary Basin* – WCSB) e as atividades sísmicas nas áreas próximas, no período de 1985 a 2015. Atkinson reafirma a posição de Rubinstein e Mahani (2015) de que os sismos podem ser causados por injeção de água de descarte assim como pelo fraturamento.

Outro ponto em que se pode traçar um paralelo é que, por mais que o Canadá tenha proporcionalmente mais sismos por número de poços que os Estados Unidos, esse número é baixo, conforme a Tabela 2 (BAO

e EATON, 2016; RUBINSTEIN e MAHANI, 2015). Em adição, a mesma tendência norte americana se repete aqui no Canadá: os poços de injeção continuam a ser os maiores causadores de sismos nas sequências históricas, conforme pode ser analisado através das Figuras 5 e 6.

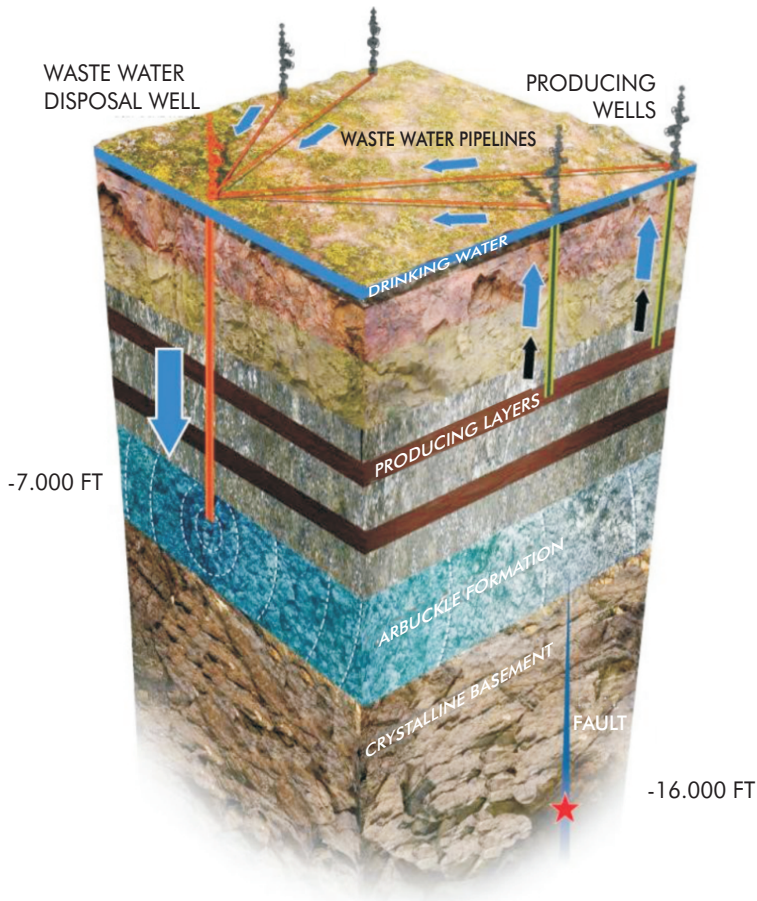


Figura 4 Ilustração da interação entre a injeção do fluido de fraturamento com a reativação de uma falha que está em contato com o escudo cristalino.

Fonte: ZOBACK e ARENT (2016)

Atkinson *et al.* (2016) afirma que, de fato, o fraturamento vem contribuindo com esse aumento do número total de sismos com $M_L \geq 3$, em

especial do período de 2010-2015, conforme pode ser observado pela Figura 5 (grandes aumentos de inclinação na curva de número de sismos cumulativos) e pela Figura 6, que mostra uma tendência mais linear. O contraponto oferecido pelo autor é que por mais que o número de sismos associados seja maior, há a presença de mais de 12 mil poços onde houve operação de fraturamento, correspondendo a um total de apenas 0,3% de poços com sismos associados conforme aponta a Tabela 2.

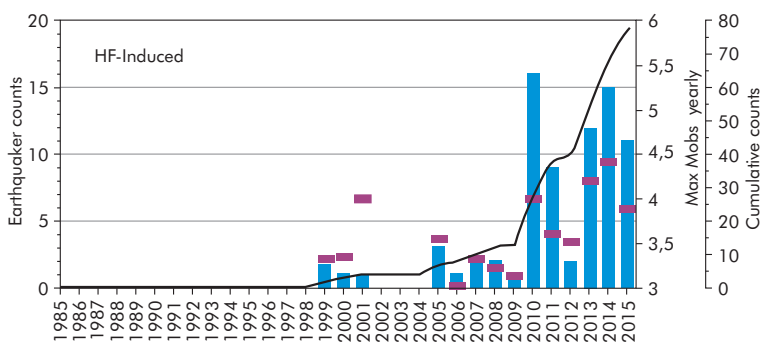


Figura 5 Gráfico da quantidade de sismos cumulativos (1985-2015) com valores de $M_L \geq 3$ na WCSB a poços associados ao fraturamento hidráulico.

Fonte: ATKINSON *et al.* (2016).

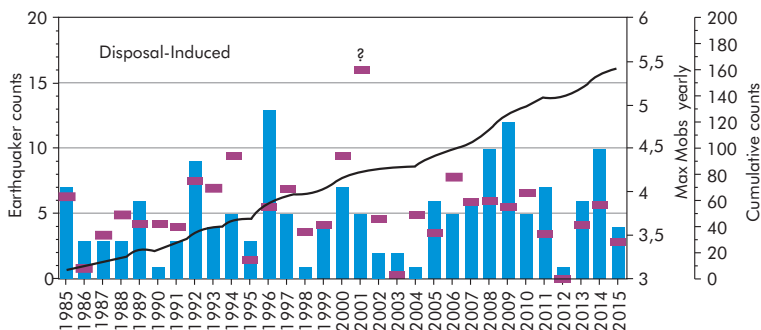


Figura 6 Gráfico da quantidade de sismos cumulativos (1985-2015) com valores de $M_L \geq 3$ na WCSB a poços associados a poços de descarte de água.

Fonte: ATKINSON *et al.* (2016).

Tabela 2 Sumarização dos dados referentes aos poços de descarte de água e fraturamento hidráulico para a porção ocidental da bacia canadense tendo como enfoque o número de sismos de $M_L \geq 3$

	Descarte de Água (Disposal Induced)	Fraturamento Hidráulico (HF Induced)	Abalos com $M_L \geq 3$ de causa natural
Número de Poços	1236	12.289	-
Número de Poços com $M_L \geq 3$	17	39	-
Porcentagem de poços com $M_L \geq 3$	~1%	~0,3%	-
Número de Abalos com $M_L \geq 3$ (1985 a 2009)	126*	13*	14
Números de Abalos com $M_L \geq 3$ (2010-2015)	33*	65*	7
Percentual de abalos para $M_L \geq 3$ (2010-2015)	31%	62%	7%

* Cada um destes totaliza 18 eventos aos quais tanto poços de descarte quanto poços com fraturamento hidráulico poderiam ser associados, 8 ocorridos de 2010 a 2015; na avaliação de % de reações de associação, cada um desses eventos foi contado como 1/2.

Fonte: Adaptado de ATKINSON *et al.* (2016).

2.3 Possíveis Soluções

Uma vez que entendemos como podem ocorrer os sismos e as fraturas induzidas, passaremos a explorar como pode se gerenciar o risco assim como as estratégias de resposta em caso de algum evento sem controle. A maneira de se lidar com um evento negativo associado ao fraturamento se dará pela antecipação e avaliação dos riscos e pelo monitoramento antes, durante e após a operação de fraturamento.

2.3.1 Antecipando e avaliando potenciais reativação de falhas

Uma possível saída para se antecipar um sismo pode ser a aplicação de modelos matemáticos com a finalidade de simular como o reservatório e áreas adjacentes poderiam se comportar quando submetidas às tensões provocadas pelo fraturamento.

No que se trata de reativação de falhas já existentes, Zoback e Kohli (2019b) afirmam que se pode aplicar a teoria de Mohr-Coulomb para a modelagem de falhas. Esta teoria consiste em um modelo matemático que é capaz de descrever como os materiais respondem a forças cisalhantes e normais. Dessa forma, se for conhecida a geometria da falha (*strike* e *dip*), sua orientação e profundidade, bem como a orientação e magnitude dos 3 estresses principais em dada profundidade e, por fim, a variação de pressão de poros *in situ* causada pela injeção de fluidos, se pode saber se uma falha potencialmente será ativada ou não (ZOBACK e KOHLI, 2019b). Para melhor elucidar tal questão, Lund Snee e Zoback (2016) realizaram uma análise de quatro locais onde houve sismos no Texas e aplicaram a teoria de Mohr-Coulomb e conseguiram provar que três dos quatro locais realmente estavam sob a eminência de sismos com pequenas alterações na pressão de poros, mostrando assim que algumas reativações de falhas podem ser antecipadas caso se conheça os parâmetros mencionados anteriormente.

Entretanto, nem sempre se dispõe de todos os dados para aplicação direta da teoria de Mohr-Coulomb. Nessa situação desfavorável é necessário aplicar diferentes simulações para prever danos e neste cenário pesquisas científicas através de modelos probabilísticos em conjunto com modelos geomecânicos devem ser amplamente utilizados para melhor entendimento do problema.

De fato, há um exemplo de software disponível para cálculo de probabilidade de uma falha exceder o critério de Mohr-Coulomb por injeção de fluido. É o *Fault Slip Potential* (FPS), desenvolvido por Walsh *et al.* (2017) da Universidade de Stanford. Muitos outros métodos probabilísticos e experimentos com testemunhos já foram realizados para tentar replicar as situações em subsuperfície. Vale apenas ressaltar que o software ignora a propriedade poroelasticidade, pois é extremamente difícil conhecer a distribuição da pressão de poros em um embasamento falhado e fraturado. Por esse e outros motivos, é difícil aplicar a teoria da poroelasticidade na prática.

2.3.2 Acompanhamento da operação de fraturamento

Durante a operação de fraturamento, o mapeamento da propagação de falhas é essencial, sendo o monitoramento microssísmico um dos métodos utilizados com mais sucesso.

O monitoramento microsísmico consiste na disposição de receptores em posições estratégicas, os quais serão capazes de melhor obter dados acerca de pequenos terremotos (microsísmos) induzidos por algum processo associado ao poço. No caso do fraturamento hidráulico, o mais comum é que os receptores sejam colocados em um poço nos arredores de onde será realizada a operação de fraturamento, assim como em uma profundidade relativamente próxima. Os receptores detectam a energia sísmica gerada pelo microsísmo através de geofones ou acelerômetros de três componentes, gerando imageamento tridimensional. Em seguida, algoritmos são processados para localizar o “evento”, usando uma variedade de informações obtidas pela chegada das ondas compressionais (ondas P) e cisalhantes (ondas S) (WARPINSKI, 2009).

A microsísmica fornece os meios para monitorar a propagação de fraturas durante a operação de fraturamento, possibilitando que os operadores reajam em tempo real para evitar riscos tais como a reativação de grandes falhas. Outro ponto positivo do monitoramento é a habilidade de realizar alterações de projeto em função dos resultados dos estágios do fraturamento, podendo ser alterados o espaçamento entre os intervalos a serem fraturados ou mesmo ajustar o número de intervalos ou seções que requerem fraturamento (GILLELAND, 2015).

3 PROBLEMAS NA CIMENTAÇÃO E SUA RELAÇÃO COM A MIGRAÇÃO DE FLUIDOS

3.1 Análise do Problema

Como já mencionado, para a produção de recursos não convencionais, em geral, é necessário o uso do fraturamento hidráulico, devido à baixa permeabilidade do reservatório. Entretanto, para que o poço mantenha sua integridade, é necessário ter um sistema estanque, para evitar a migração de fluidos de dentro para fora do poço, ou viceversa. Vale lembrar que há dois elementos que isolam o interior do poço do exterior da formação: o revestimento e o cimento.

O objetivo deste tópico é apresentar os diferentes mecanismos responsáveis por comprometer a estanqueidade do sistema, com ênfase nos problemas de revestimento.

Para iniciar a elucidação do problema, é necessário regressar à operação de canhoneio, fase anterior ao fraturamento, onde há um grande aumento da pressão interna do revestimento associado a cargas explosivas, causando um deslocamento radial tanto do cimento quando do revestimento em direção à formação, causando dois principais tipos de danos ao sistema. O primeiro é a formação dos micro-anulares associados aos fenômenos de expansão e contração, decorrente da variação de temperatura; e o segundo são microfaturas na bainha de cimento, decorrentes das tensões das cargas explosivas. Em etapas subsequentes ao fraturamento, ambos os danos podem se expandir e chegar a agir como um caminho preferencial entre duas zonas de fluidos (XU *et al.*, 2020).

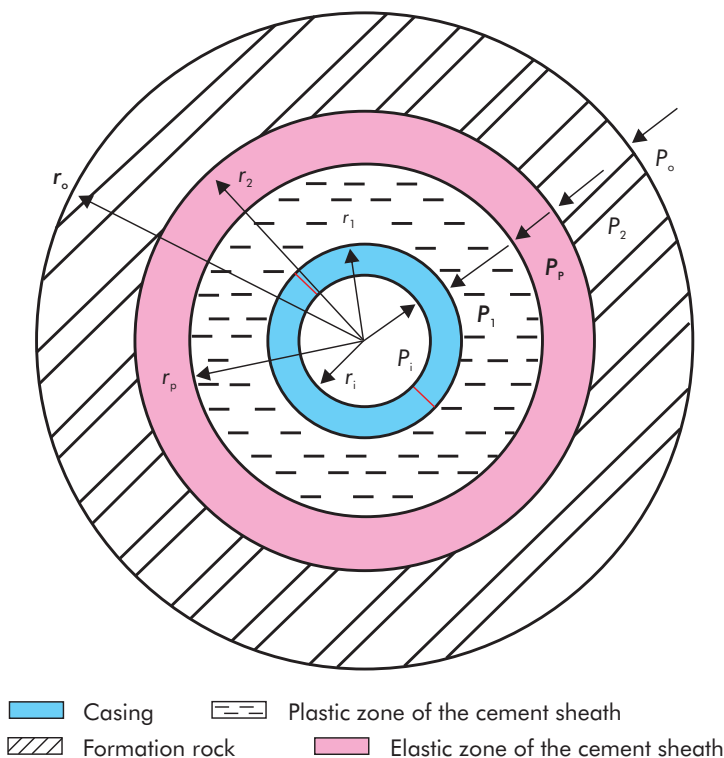


Figura 7 Representação esquemática, em vista superior, da formação, bainha de cimento (com deformação elástica e plástica) e revestimento.

Fonte: CHU *et al.*, (2015).

Com relação aos micro anulares, sua formação está associada à deformação plástica do cimento enquanto o revestimento passa por uma deformação elástica, devido ao seu maior limite de elasticidade (CHU *et al.*, 2015), sendo um fenômeno associado à capa de cimento. Após o processo de alívio da pressão, parte do cimento não consegue voltar a sua forma original, e caso as tensões geradas nas interfaces cimento-revestimento ou cimento-formação ultrapassem o limite da tensão de ligação (*bonding strength*), pode haver a criação de micro anulares nas interfaces, os quais podem comprometer a integridade do sistema. A Figura 7 ilustra um esquema em vista superior das iterações revestimento, cimento e formação. A zona onde haveria a possível formação dos microanulares é indicada em rosa.

Já as microfaturas são iniciadas após a operação de canhoneio e antes do bombeio do fluido de fraturamento. Tais fraturas são recorrentes tanto em poços verticais como direcionais, visto que, quase que em sua totalidade, devem ser canhoneados antes de início da produção. Quando se trata do fraturamento, as microfaturas iniciadas no canhoneio podem se propagar e criar caminhos para a migração de fluidos (XU *et al.*, 2020). Na Figura 8 é mostrada a replicação de uma abertura criada por uma operação de canhoneio, em corte, com suas respectivas microfaturas capturadas utilizando a técnica de micro tomografia computadorizada.

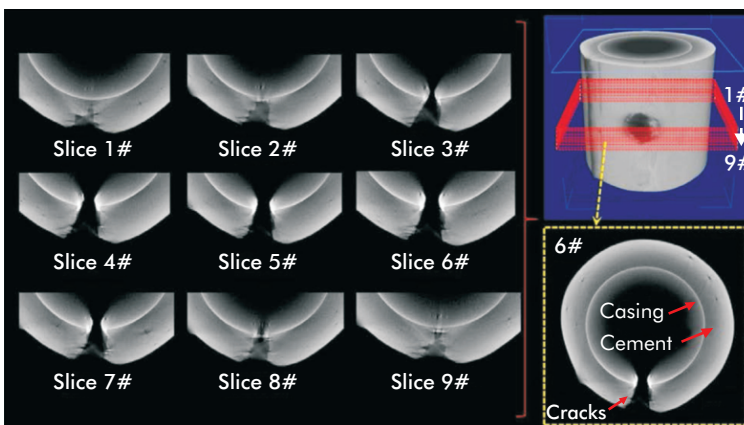


Figura 8 Micro tomografia computadorizada, em corte, de um experimento envolvendo o canhoneio no sistema bainha de cimento e revestimento.

Fonte: YAN *et al.* (2020).

Além dos micro anulares e microfraturas citadas, deficiências de cimentação também podem afetar a estanqueidade do sistema, tais como cimentos de poços muito antigos, desequilíbrios hidrostáticos causados por um cimento com densidade inapropriada, poços não condicionados antes da operação de cimentação, cimentos que tiveram seu tempo de pega mais rápido que o esperado, perda excessiva de fluido para a formação durante a cimentação, dentre outros motivos (INGRAFFE *et al.*, 2014; PARCEVAUX, ERA e DRECQ, 1990).

3.2 Estudos de Caso

3.2.1 Estudos de caso associados a problemas em poços

Antes de tratar dos problemas associados a revestimento e cimentação nas operações de fraturamento hidráulico, é interessante mencionar um estudo que trata de poços em reservatórios convencionais que demonstra o muito pequeno número de casualidades em relação ao número de poços perfurados.

Para tal análise, King e King (2013) realizaram um grande trabalho, que teve como finalidade mostrar os riscos ambientais associados à construção de poços. O ponto do trabalho que mais nos importa é a análise de dados referentes às falhas em poços nos estados norte-americanos de Ohio e Texas. Dentre estas falhas, foram listados os problemas nas seguintes etapas da vida útil do poço: perfuração e completação (*Drilling and Completion – D&C*), operações que contemplam a cimentação e revestimento; operações relacionadas a produção; poços ‘órfãos’, relacionados a uma má manutenção; descarte de água; e por fim, plugue e abandono (*Plug & Abandonment – P&A*).

King e King (2013) usaram como fonte os dados do *Ground Water Protection Council* (KELL, 2012). O período analisado foi de 1983-2007 (25 anos) para Ohio e de 1993-2008 para o Texas (16 anos). Lamentavelmente o limite superior do tempo não contemplou o rápido crescimento de sismos que ocorreu após o ano de 2009 como foi estudado por Zoback e Kohli (2019a), não refletindo diretamente o ‘boom’ do *fracking* nos EUA. Não obstante, o estudo é valioso para entender o quão baixos são os riscos dentro da indústria de petróleo caso os projetos sejam bem executados. Na tabela 3, se pode ver que há uma proporção entre o total de poços produzindo com seus respectivos acidentes investigados.

Tanto para Ohio como para o Texas, esta proporção é de menos de 1%.

Tabela 3 Adaptação da síntese dos dados da pesquisa de King e King (2013), onde são esmiuçadas as estatísticas dos casos de incidentes investigados e identificados.

Estado	Ohio	Texas
Período de Tempo Estudado (anos)	26	16
Números de Poços Produtores	65.000	250.000
Número de Casos Investigados	185	211
Relacionados a Locação	0	0
Relacionados a D&C	74	10
Relacionados ao Fraturamento	0	0
Relacionados ao Período de Produção	39	56
Relacionados a poços abandonados	41	30
Relacionados a Poços de Descarte	26	75
Relacionados a P&A	5	1
Causas não identificadas	0	39

Outra análise interessante se refere ao número de falhas associadas ao revestimento e cimento no estado da Pensilvânia, nos Estados Unidos, no período de 2000-2012. Ingraffe *et al.* (2014) realizou uma pesquisa para melhor entender a relação entre o desenvolvimento dos não convencionais na Pensilvânia e falhas na integridade do poço, em especial no cimento e no revestimento. Ingraffe e colaboradores não descartam a possibilidade de contaminação de aquíferos associada a problemas de integridade, entretanto, pontua que não há uma relação de dados consistentes sobre integridade de poços, visto que muitos relatórios de integridade estrutural são confidenciais, o que dificultou o levantamento de dados.

3.2.2 Estudos de caso associados a cimentação

O mais recente estudo de caso que se destaca é o realizado pelo *China National Petroleum Corporation (CNPC) Research Institute*. O centro de pesquisa procurou modelar e realizar experimentos para melhor compreender os problemas enfrentados nas operações de cimentação de poços de não convencionais da CNPC na bacia de Sichuan, China (YUAN *et al.*, 2016).

Os problemas relatados para a cimentação eram fundamentalmente três: os trechos horizontais eram de grande extensão (1,5 a 2,0 Km) e a centralização do revestimento se tornava muito difícil, aumentando o número de trechos com má cimentação; uso extensivo de fluidos à base óleo para perfuração do poço de grandes profundidades, sendo que este tipo de fluido tem uma capacidade muito grande de se aderir as paredes do reservatório, fazendo com que seja difícil o condicionamento do poço para a operação de cimentação; por fim, a dificuldade de se encontrar uma formulação de cimento que fosse capaz de suportar as bruscas mudanças de temperatura e pressão decorrentes do fraturamento.

Para contornar os problemas descritos, algumas metodologias foram adotadas. A primeira foi realizar uma modelagem numérica para melhor entender o comportamento do cimento durante o processo do fraturamento. Esse método indicou que se houver uma redução do Módulo de Young (Módulo de Elasticidade), um aumento da força compressiva sob o cimento ou aumento da *bonding strength*, maiores são as chances do cimento manter sua integridade e prevenir a formação de caminhos preferenciais para os fluidos produzidos (microanulares).

A segunda metodologia realizada pelo laboratório foi a formulação de fluidos de *preflush*, que são fluidos injetados após a descida do revestimento para condicionar o poço para a operação de cimentação. Foram analisadas diversas formulações dos fluidos de *preflush*, tendo como parâmetros de análise a densidade, módulo de Young, molhabilidade, perda de filtrado para formação, quantidade de aditivo, entre outros. Estas análises são importantes para definir em que situação cada uma das formulações terá melhor eficiência. E por fim, são mencionadas as boas práticas de operações no campo, como o uso de centralizadores; caso possível, uma perfuração usando fluidos à base água para manter a integridade do revestimento da seção anterior e por consequência a cimentação, dentre outras medidas.

Para finalizar o trabalho, as formulações de cimento testadas em laboratórios foram aplicadas em doze poços no bloco de Weiyuan, na bacia de Sichuan. A qualidade da cimentação no trecho horizontal teve uma média de 92%, conforme a Tabela 4.

Tabela 4 Sumarização dos dados de cimentação para os 12 poços analisados na bacia de Sichuan.

S/N	Well No.	TD/m	Lenght of horizontal section/m	Density of drilling fluids/ (g cm ⁻³)	Density of cement slurry/(g cm ⁻³)		Rate of high-quality cementing in horizontal section
					Lead slurry	Tail slurry	
1	Wei 202H2-1	4370	1240	2.08	2.15	1.92	100%
2	Wei 202H2-2	4580	1480	2.10	2.15	1.92	98.66%
3	Wei 202H2-3	4693	1300	2.07	2.15	1.92	99.92%
4	Wei 202H2-4	4890	1600	2.12	2.20	1.92	91,26%
5	Wei 202H2-5	4835	1600	2.08	2.15	1.92	93,78%
6	Wei 202H2-6	4760	1500	2.08	2.15	1.92	91,73%
7	Wei 204H2-3	5585	1404	2.21	2.30	1.92	100%
8	Wei 204H2-6	5230	1460	2.20	2.29	1.92	74.40%
9	Wei 204H3-1	5355	1500	2.19	2.30	1.92	88.04%
10	Wei 204H3-3	5282	1500	2.20	2.30	1.92	69.70%
11	Wei 204H3-4	5315	1430	2.20	2.30	1.92	99.55%
12	Wei 204H3-6	5156	1149	2.25	2.30	1.92	97.70%

3.3 Possíveis Soluções

Como uma das soluções mencionadas no estudo de caso do tópico 3.2.2, há a adoção de boas práticas que já são extensivamente conhecidas da indústria, em paralelo com a previsão do comportamento do cimento após a operação de fraturamento, via simulações numéricas e experimentais. Pelos resultados apontados, o uso conjunto destas ferramentas se mostrou viável para obter melhores resultados.

Outra boa prática que deve ser adotada após toda cimentação é a corrida de um perfil acústico chamado *Cement Bond Logging* (CBL), que vai justamente mostrar se a operação de cimentação foi bem-sucedida ou não. Este tipo de perfilagem utiliza ondas acústicas para atestar a aderência entre cimento-revestimento e cimento-formação.

Nos tópicos subsequentes serão apresentadas possíveis soluções para se contornar problemas de cimentação e consequente migração de fluidos já mencionados.

3.3.1 Formulações adequadas para o cimento

A realização da cimentação após a descida das diferentes fases de revestimentos já é conhecida da indústria petrolífera há décadas, entretanto, como o processo do fraturamento envolve pressões muito altas, os pequenos defeitos do revestimento (microfraturas e micro anulares) podem se ampliar e se transformar em problemas maiores. Um dos problemas que pode ocorrer decorrente dessas falhas é a migração de fluido por estes pequenos caminhos que foram formados, sendo o gás natural o fluido mais complicado de se lidar e o enfoque desta seção.

Para cobrir este tópico, será utilizado capítulo oito do livro “Developments in Petroleum Science” do volume que trata apenas de cimentação (PARCEVAUX, ERA e DRECQ, 1990).

Perda de Fluido e Controle da Água Livre

A perda de fluido trata da quantidade de água que a pasta de cimento perde para a formação durante o processo de movimentação através do anular (pressão do anular, maior que a pressão da formação) e posterior pega do cimento, enquanto a “água livre” (*free-water*) é a quantidade de água

que excedeu o necessário para a hidratação do cimento, se acumulando em bolsões (para poços direcionais) ou na superfície (em poços verticais).

Ambos os efeitos prejudicam a qualidade da cimentação e são necessários aditivos para evitar que esses fenômenos ocorram, sendo eles: Látex e polímeros aniônicos sintéticos (para baixas temperaturas), pois ambos fazem com que a perda de fluido seja menor sem induzir o aumento de água livre. Entretanto, deve se atentar para a mudança de outras características do fluido como a alteração na força gel e mudança no tempo de pega.

Cimentos Compressíveis e Expansíveis

Quanto aos cimentos compressíveis, em sua formulação há a presença de gases, seja injetando o cimento em forma de “espuma” (*foam cement*) ou um cimento que gere gás *insitu*. O uso desses gases na formulação do cimento se dá pela aplicação da lei dos gases: em condições de subsuperfície, se tem uma maior temperatura e uma maior pressão, conseqüentemente o gás terá um volume menor. Caso seja injetada a quantidade ideal do gás, conseguirá se pressurizar o anular através da mistura do cimento, fazendo com que a pressão seja maior que a da formação, evitando que fluidos da formação adentrem a pasta de cimento.

Já os cimentos expansíveis, se utilizam de aditivos que tem a função de reagir com a pasta e em subsuperfície fazer com que o cimento se expanda, tentando corrigir algumas falhas que porventura venha a ocorrer durante o processo de pega. O ponto negativo é que a expansão é de cerca de 1% em volume, sendo capaz apenas de selar pequenos caminhos. Entretanto, deve se atentar para que a expansão não seja grande demais e faça o efeito contrário: crie fraturas no cimento por expansões exageradas.

Cimentos Impermeáveis

Outra metodologia que pode ser utilizada para prevenir a migração de fluidos através da camada de cimento pode ser reduzindo a permeabilidade da pasta de cimento após a pega.

A primeira abordagem envolve o uso de polímeros solúveis em água para aumentar a viscosidade da água intersticial da pasta de cimento, limitando a mobilidade de gases da formação durante a pega. Entretanto,

alguns aspectos negativos desta técnica são a dificuldade de mistura da pasta, necessidade de maiores pressões para o deslocamento da pasta de cimento e maiores riscos de causar danos à formação. Vale também salientar que essa técnica tem o lado negativo de ser usual em temperaturas mais baixas, dado que em altas, viscosificantes perdem sua efetividade.

Outro aditivo associado a mudanças de permeabilidade é o látex. A priori, ele pode ser utilizado em condições mais severas de temperatura. O mecanismo desse aditivo é o de coalescer em contato com as partículas de gás, formando um filme permeável e selando a molécula de gás, fazendo com que o gás fique preso na porção mais exterior da bainha de cimento, a qual tem contato direto com a formação.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Levando em consideração o conteúdo apresentado neste relatório, se tem as seguintes considerações:

- Através de um levantamento estatístico de mais de 39 mil poços nos Estados Unidos, ficou constatado que apenas 0,3% (mediana) em volume correspondia a quantidade de aditivos nos fluidos de fraturamento.
- Abalos sísmicos, em sua grande maioria (em especial os de menor escala), são causados por fenômenos naturais. Aqueles causados por ação antrópica, em especial na indústria de petróleo, podem ser provocados pela operação de fraturamento, entretanto os maiores causadores de sismos nos Estados Unidos são poços de reinjeção de água.
- Terremotos com um valor de $M_L \leq 3$ têm pouco impacto em superfície, entretanto devem sempre ser monitorados e suas causas mais bem compreendidas.
- Foi apontado como um possível causador de sismos a comunicação entre poços hidráulicamente fraturados e o cristalino por falhas já pré-existentes.
- Para melhor entender o problema dos sismos, se faz necessário: mapear falhamentos pré-existentes, experimentos em escala laboratorial tentando replicar condições de campo, simulações

numéricas que possam estimar o comportamento das fraturas, acompanhar as operações de fraturamento em tempo real para que, caso haja alguma eventualidade, medidas sejam tomadas de maneira célere.

- O cimento também é outro elemento que pode comprometer a estabilidade do poço assim como migração de fluidos de dentro para fora do poço ou vice-versa.
- Uma das causas do problema de comprometimento da estanqueidade está associado às microfraturas assim como aos micro-anulares, cuja formação é praticamente impossível de se evitar. Entretanto, sua propagação pode ser contida para que não haja a indução de caminhos preferenciais ao longo da camada de cimento.
- É necessário observar bem as condições em que o poço se encontra, dando ênfase às condições do fraturamento para que sejam escolhidos os aditivos que irão compor a pasta de cimento.
- É importante que se faça uma perfilagem do tipo *Cement Bond Logging* (CBL) após toda operação de cimentação. Este perfil acústico atesta a qualidade do cimento ao longo de toda a extensão do revestimento e sua falta foi uma das causas do acidente de Makondo, com a sonda Deep Water Horizon, no Golfo do México. Vale citar que este poço não seria fraturado e tampouco se tratava de recurso não convencional, apesar do ambiente desafiador de águas profundas. O que demonstra que a qualidade da cimentação é ponto chave para a indústria de óleo e gás em geral.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Resolução ANP nº 21/2014*. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=269028>.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. *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.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Aproveitamento de Hidrocarbonetos Não Convencionais no Brasil Cretáceo da Bacia Bauru-Bauru Basin Cretaceous View project Oil and Gas Unconventional Resources View project*. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/308311932>.

- ADGATE, J. L.; GOLDSTEIN, B. D.; MCKENZIE, L. M. Potential public health hazards, exposures and health effects from unconventional natural gas development. *Environmental Science and Technology*, v. 48, n. 15, p. 8307–8320, 2014.
- 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.
- BAO, X.; EATON, D. W. Fault activation by hydraulic fracturing in western Canada. *Science*, v. 354, n. 6318, p. 1406–1409, 2016.
- BC OIL AND GAS COMMISSION. *Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin*. [s.l: s.n.].
- CHU, W. et al. Calculation of micro-annulus size in casing-cement sheath-formation system under continuous internal casing pressure change. *Petroleum Exploration and Development*, v. 42, n. 3, p. 414–421, 2015.
- DE CAMPOS, V. P. P.; SANSONE, E. C.; SILVA, G. F. B. L. Hydraulic fracturing proppants. *Ceramica*, v. 64, n. 370, p. 219–229, 2018.
- DOSE, 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.
- FRIBERG, P. A.; BESANA-OSTMAN, G. M.; DRICKER, I. Characterization of an earthquake sequence triggered by hydraulic fracturing in Harrison county, Ohio. *Seismological Research Letters*, v. 85, n. 6, p. 1295–1307, 2014.
- GANDOSI, L. *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production*. [s.l: s.n.].
- GENG, J. B.; JI, Q.; FAN, Y. The impact of the North American shale gas revolution on regional natural gas markets: Evidence from the regime-switching model. *Energy Policy*, v. 96, p. 167–178, 2016.
- GILLELAND, K. *Microseismic Monitoring*, 2015. Disponível em: <http://factpages.npd.no/factpages/>.
- HEALY, J. H. et al. The Denver earthquakes. *Science*, v. 161, n. 3848, p. 1301–1310, 1968.
- HOLLAND, A. A. Earthquakes triggered by hydraulic fracturing in south-central Oklahoma. *Bulletin of the Seismological Society of America*, v. 103, n. 3, p. 1784–1792, 2013.
- HORTON, S. Disposal of Hydrofracking Waste Fluid by Injection into subsurface. *Seismological Research Letters*, v. 83, n. 2, p. 250–260, 2012.
- INGRAFFE, A. R. et al. Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000-2012. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, v. 111, n. 30, p. 10955–10960, 2014.
- 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.
- KING, G. E.; KING, D. E. Environmental risk arising from well construction failure: Difference between barrier and well failure, and estimates of failure frequency across common well types, locations and well age. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, v. 2, n. October, p. 885–913, 2013.
- KING, H. M. *Directional and Horizontal Drilling in Oil and Gas Wells - What is Direction Drilling?* [s.d.].
- LUND SNEE, J. E.; ZOBACK, M. D. State of stress in Texas: Implications for induced seismicity. *Geophysical Research Letters*, v. 43, n. 19, p. 10,208-10,214, 2016.

- 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.
- PARCEVAUX, P.; RAE, P.; DRECQ, P. Prevention of Annular Gas Migration. In: *Developments in Petroleum Science*. [s.l.: s.n.]. v. 28p. 8-1-8–22.
- PENNINGTON, W. D. et al. Evolution of Seismic Barriers and Asperities Caused By the Depressuring of Fault Planes in Oil and Gas Fields of South Texas. *Bulletin of the Seismological Society of America*, v. 76, n. 4, p. 939-948, 1986b.
- RALEIGH, C. B.; HEALY, J. H.; BREDEHOEFT, J. D. An experiment in earthquake control at Rangely, Colorado. *Science*, v. 191, n. 4233, p. 1230-1237, 1976.
- 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.
- SKOUMAL, R. J.; BRUDZINSKI, M. R.; CURRIE, B. S. Earthquakes induced by hydraulic fracturing in Poland township, Ohio. *Bulletin of the Seismological Society of America*, v. 105, n. 1, p. 189–197, 2015.
- THE ROYAL SOCIETY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing* Royal Academy of Engineering. [s.l.: s.n.]. Disponível em: royalsociety.org/policy/projects/shale-gas-extraction.
- WALSH, F. R. I. et al. FSP 1.0: A Program for Probabilistic Estimation of Fault Slip Potential Resulting From Fluid Injection. n. March, p. 46, 2017.
- WALSH, F. R.; ZOBACK, M. D. Oklahoma's recent earthquakes and saltwater disposal. *Science Advances*, v. 1, n. 5, p. 1–9, 2015.
- WALSH, F. R.; ZOBACK, M. D. Probabilistic assessment of potential fault slip related to injection-induced earthquakes: Application to north-central Oklahoma, USA. *Geology*, v. 44, n. 12, p. 991–994, 2016.
- WARPINSKI, N. Microseismic monitoring: Inside and out. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, v. 61, n. 11, p. 80–85, 2009.
- XU, Y. et al. Numerical simulation study on propagation of initial microcracks in cement sheath body during hydraulic fracturing process. *Energies*, v. 13, n. 5, 2020.
- YAN, Y. et al. Mechanical response and damage mechanism of cement sheath during perforation in oil and gas well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 188, n. 66, p. 106924, 2020.
- YUAN, J. et al. Technical difficulties in the cementing of horizontal shale gas wells in Weiyuan block and the countermeasures. *Natural Gas Industry B*, v. 3, n. 3, p. 260–268, 2016.
- ZENDEHBOUDI, S.; BAHADORI, A. Shale Gas: Introduction, Basics, and Definitions. *Shale Oil and Gas Handbook*, p. 1–26, 2017.
- ZOBACK, M. D.; DOUGLAS J. ARENT. Managing the Risk of Earthquakes Triggered by Waste Water Disposal and Hydraulic Fracturing. 2016.
- ZOBACK, M. D.; KOHLI, A. H. Environmental Impacts and Induced Seismicity. *Unconventional Reservoir Geomechanics*, p. 377–405, 2019a.
- ZOBACK, M. D.; KOHLI, A. H. Managing the Risk of Injection Induced Seismicity. *Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. [s.l.] Cambridge University Press, 2019b. p. 407–441.

2

LOGÍSTICA DE PROSPECÇÃO, PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NÃO CONVENCIONAL

Edmilson Moutinho dos Santos, Henrique Toby Gondim Dias Ribeiro, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, João Carbone Neto, Lucy Gomes Sant'Anna, Matheus Rodrigues, Paulo Negrais Carneiro Seabra, Pietro Salomão de Sá e Thiago Luis Felipe Brito

INTRODUÇÃO

Recursos não-convencionais, a exemplo do gás de folhelho (*shale gas*), são caracterizados por serem encontrados em formações geológicas que necessitam de técnicas relativamente novas e especializadas, como o fraturamento hidráulico, para sua extração (ROKOSH *et al.*, 2009). O custo das técnicas necessárias para extrair esses recursos ainda nas décadas passadas era inviável economicamente, porém o consumo acelerado de recursos convencionais possibilitou a viabilidade econômica desses não convencionais (MIDDLETON *et al.*, 2017).

A rede logística para construção de um poço para produção de recursos não convencionais é extensa e complexa, envolvendo reabastecimento de insumos constante e em grande escala para o seu pleno funcionamento. Todas estas instalações encontram-se no que chamamos de *pad* (planta de prospecção), ou seja, a área que contém toda a infraestrutura de um poço de produção de gás natural e suas atividades.

O folhelho que armazena o gás natural é naturalmente mais compactado do que outras rochas-reservatório e, por isso, um dos métodos para se extrair o gás é o fraturamento hidráulico. O fraturamento hidráulico consiste na injeção em altas pressões de líquidos que auxiliarão na quebra do folhelho, assim possibilitando a extração do gás natural.

O método necessita de grandes quantidades de água para funcionar, sendo um dos mais importantes insumos para o fraturamento hidráulico e funcionamento do poço. É necessária uma fonte de água próxima para suprir o poço e diminuir a entrada de caminhões na área do *pad*. Cerca de 60% da água utilizada no processo permanece em subsuperfície e somente 40% retornam a superfície para uso posterior após tratamento. Ou seja, o planejamento de uso da água é um passo muito importante para a construção de um poço rentável e seguro.

O fluido de fraturamento serve para induzir as fraturas na formação de interesse e carrear o agente de sustentação (areia ou cerâmica) que irá preenchê-las, formando um caminho preferencial para o fluxo dos hidrocarbonetos. Uma escolha inicial é quantas perfurações direcionais o poço terá, uma vez que essas perfurações servem para otimizar e maximizar a área de atuação do poço na formação produtora. Por cobrir uma área maior da região de interesse, geralmente a escolha com o melhor custo-benefício seria o modelo com mais perfurações (*Multi-well*) como demonstrado na Figura 1.

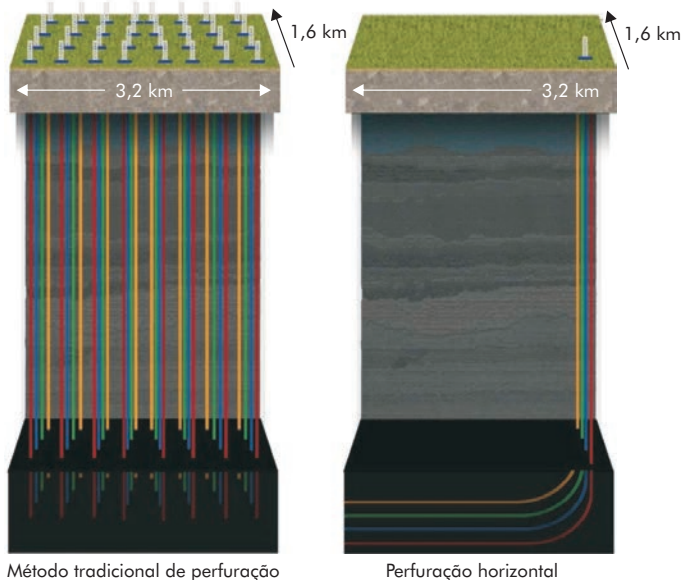


Figura 1 Método tradicional de perfuração e método horizontal

Fonte: MAAKS (2018).

O objetivo deste relatório é realizar uma revisão geral das operações logísticas necessárias a um *pad*, levando em conta desde sua criação até o encerramento de suas atividades. Além disso são tratadas as atividades de prospecção e de produção, assim como a logística de distribuição. Por fim, também a partir dessa abordagem, são descritos métodos e planilhas de controle de custos, conforme especificado no manual e planilha em anexos.

Para a elaboração deste relatório foram realizados levantamentos bibliográficos de diversas fontes, dentre elas livros, artigos e relatórios técnicos. O trabalho também se utilizou de membros da academia e da indústria para dar suporte teórico. Essa consulta foi realizada através de entrevistas e contatos de e-mail.

1 PROSPECÇÃO E PRODUÇÃO

O fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poços de óleo e gás já utilizada mundialmente há mais de 60 anos. Esta técnica consiste, basicamente, na injeção de uma mistura de água, aditivos químicos e agente de sustentação (areia, cerâmica ou bauxita), desde a superfície até a formação de interesse, através do poço. Devido às altas pressões atingidas durante a injeção, fraturas são induzidas na rocha e preenchidas com o agente de sustentação. Após alívio da pressão, as fraturas se fecham em torno do agente de sustentação, expulsando de volta a maior parte do fluido em direção à superfície e, conseqüentemente, mantendo um canal preferencial de alta permeabilidade, por onde o óleo ou gás passará a fluir.

Conforme os recursos fósseis foram ficando mais escassos ao redor do planeta, novas tecnologias surgiram ao longo do tempo, com o intuito de se extrair estes recursos a profundidades antes inalcançáveis, tanto *onshore* quanto *offshore*, como por exemplo o Pré-Sal, que há pouquíssimo tempo não havia nem sido descoberto e hoje já é responsável pela maior parte da produção brasileira de óleo e gás. Atualmente o Brasil é pioneiro e líder mundial na tecnologia de extração em águas ultra profundas graças à descoberta das enormes acumulações nos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal brasileiro. A permeabilidade destes carbonatos é tão baixa, que estas formações também precisam ser estimuladas, porém através da técnica de acidificação, já que estas formações carbonáticas são solúveis ao ácido clorídrico. Do contrário, os hidrocarbonetos simplesmente não iriam fluir em direção à superfície ou fluiriam em volumes não viáveis economicamente.

No caso dos reservatórios chamados de não-convencionais, acontece algo bem semelhante. A formação de interesse passa a ser a rocha geradora, normalmente um folhelho (*shale*, em inglês), que se encontra a profundidades bem maiores em comparação com os reservatórios convencionais na bacia sedimentar de interesse, mas também é detentora de acumulações de hidrocarbonetos muito mais robustas. A Figura 2 ilustra a diferença entre os dois tipos de reservatórios: convencionais e não-convencionais.

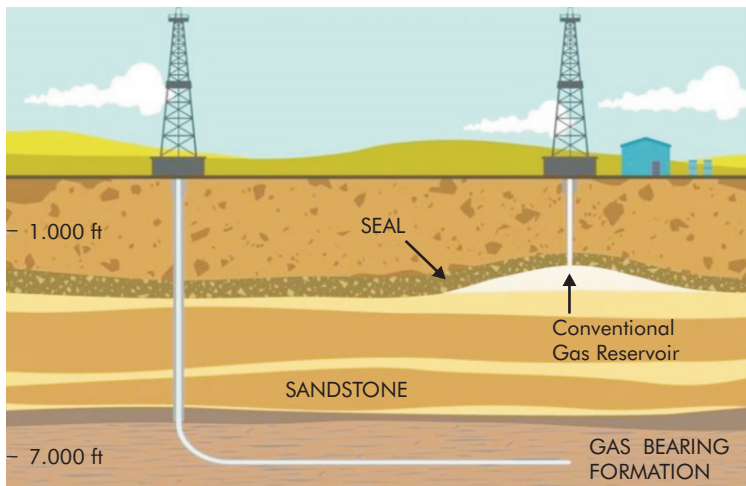


Figura 2 Exploração Convencional e Não-Convencional

Fonte: WE-BORE-IT (2017)

Além disso, este tipo de formação possui permeabilidades baixíssimas, da ordem de micro Darcies (μD), que é um dos critérios para que o reservatório seja classificado como não-convencional. Devido à baixa permeabilidade, este tipo de reservatório só se torna produtivo caso seja estimulado através da técnica de fraturamento hidráulico ou *fracking*, do inglês.

Normalmente o folhelho, devido às altas pressões e dureza da rocha, também possui fraturas naturais, contudo estas não estão conectadas entre si para que o hidrocarboneto flua. O resultado do fraturamento hidráulico é, além da indução de novas fraturas, a interconexão destas fraturas naturais com consequente criação de um caminho preferencial para o fluxo de óleo ou gás.

Quanto mais profunda a zona de interesse, mais custosa se tornará a construção do poço. Por se encontrarem a grandes profundidades, novas técnicas, que trouxessem mais eficiência ao desenvolvimento dos campos não-convencionais nos Estados Unidos, foram desenvolvidas. Com isso, a perfuração horizontal, combinada ao fraturamento hidráulico e a outras inovações tecnológicas de canhoneio e completação, resultaram no *Plug & Perf*, que consiste em realizar uma sequência de vários fraturamentos ao longo de um poço horizontal que pode chegar a mais de 2.000 m de extensão somente em sua seção horizontal. Depois, com o intuito de aumentar ainda mais a eficiência, dois poços passaram a ser completados ao mesmo tempo: enquanto um está sendo fraturado, o outro está sendo canhoneado e vice-versa até que toda a seção horizontal dos poços tenha sido estimulada. Esta técnica é chamada de *Zipper Frac*, que será descrita em detalhes adiante.

Tudo isto demanda um grande esforço em termos de logística que, caso não seja bem planejada e gerenciada, pode inviabilizar o desenvolvimento dos recursos nãoconvencionais. A rede logística para construção destes poços é extensa e complexa, principalmente durante a fase do fraturamento hidráulico, envolvendo reabastecimento constante e em grande escala de insumos para o seu pleno funcionamento. O *pad* é a área que receberá toda a infraestrutura de dois ou mais poços de produção de óleo ou gás natural e suas atividades. A Figura 3 compara operações de fraturamento hidráulico em uma locação de poço único e convencional e em um *pad* com 4 poços não-convencionais.



Figura 3 Operações Convencional (à esquerda) e Não-Convencional (à direita)

Fonte: Elaboração própria – fotos dos autores.

Apesar da necessidade de uma área bem maior em comparação com as locações convencionais, o trabalho é bastante similar. Ambos necessi-

tam de terraplenagem ao redor dos poços e abertura de vias de acesso que comportem o tráfego de maquinário pesado (muito mais intenso no caso dos não-convencionais).

A fase de perfuração muda somente em termos de profundidade e grau de inclinação. Normalmente, os poços que atingem o folhelho são mais profundos do que os convencionais que atingem rochas-reservatório (em geral, arenito ou rocha carbonática) superiores na pilha sedimentar da bacia. No entanto, o equipamento de perfuração será basicamente o mesmo de um poço direcional convencional.

É necessária também uma sonda de grande capacidade assim como os volumes de fluido de perfuração, cimento e fluido de completação que serão maiores por causa da profundidade. O número de seções de revestimento e *drill pipe* também aumenta. Tais modificações não causam impacto significativo na logística durante a fase de perfuração, mas sim na de completação, que englobará as fases de canhoneio e fraturamento ao mesmo tempo, intervenção com *Coiled Tubing* para condicionamento dos poços e posterior teste de produção.

Então, a construção do *pad* ocorre concomitantemente ao avanço da perfuração, sendo que, após perfurados os dois ou quatro poços, a sonda estará pronta para ser desmobilizada da locação, que receberá todo o equipamento de completação. Por questões de segurança, a mobilização de equipamentos para a operação de fraturamento hidráulico normalmente não é iniciada enquanto a sonda ainda estiver dentro do *pad*.

Outra necessidade exclusiva dos poços não-convencionais é a construção de pelo menos duas bacias (*pits*): uma para armazenamento da água, base para o fluido de fraturamento, e outra para recebimento do fluido de retorno (*flowback*) pós fraturamento. Estes *pits* normalmente são escavados diretamente no terreno e revestidos com lonas impermeáveis que, no de armazenamento de água serve para evitar perda do recurso para o solo permeável e, no de recebimento do *flowback*, para evitar a contaminação do solo com produtos químicos e/ou hidrocarbonetos.

Portanto, um suprimento de água constante e confiável é crucial para a eficiência da operação e, conseqüentemente, sua viabilidade econômica. Este pode ser feito através de poços produtores de água, conexão direta à rede de distribuição, ou cursos de água próximos ao *pad*. O uso de caminhões pipa deve ser evitado pois, caso o fornecimento de água seja feito

exclusivamente desta maneira, a demanda de água por estágio de fraturamento pode chegar ao equivalente a até oitenta caminhões por dia.

Quando a técnica *Zipper Frac* (dois poços sendo fraturados ao mesmo tempo) está sendo utilizada, é possível realizar até seis estágios de fraturamento a cada vinte e quatro horas. Além do alto custo destes caminhões, a necessidade de manutenção das vias de acesso ao *pad* será muito maior. Também é muito comum que o fornecimento de água se dê por duas ou três maneiras distintas, sendo apenas complementado por caminhões pipa.

A Figura 4 mostra parte de um *pad*, no deserto da Arábia Saudita, durante a fase do fraturamento hidráulico. Além dos equipamentos mostrados na foto, ainda são necessários: alojamento em containers, que deve incluir clínica de primeiros socorros e refeitório, área de estacionamento para equipamentos em *stand-by* e caminhões fornecedores de água, areia e produtos químicos, suprimento de Diesel e uma série de outros materiais necessários à operação de forma geral.



Figura 4 Pad situado no deserto da Arábia Saudita

Fonte: Arquivo pessoal.

Após a desmobilização da sonda de perfuração do *pad*, é iniciada a instalação da área de completação. Normalmente a sonda deixará o poço livre de lama de perfuração, condicionado com fluido de completação e fechado através de árvore de natal, que posteriormente será substituída por uma cabeça de fraturamento (*frac head*). Esta *frac head* é feita para resistir a altas pressões e vazões (15.000 psi; 92 bpm) e possui múltiplas entradas laterais, onde serão conectadas as linhas rígidas (tubos de 3 polegadas) através das quais as bombas injetarão o fluido de fraturamento para dentro do poço, e uma entrada superior por onde é introduzido o cabo de *E-Line*. É por meio deste cabo que será realizado o canhoneio das zonas a serem fraturadas. A Figura 5 mostra uma cabeça de fraturamento e suas conexões.

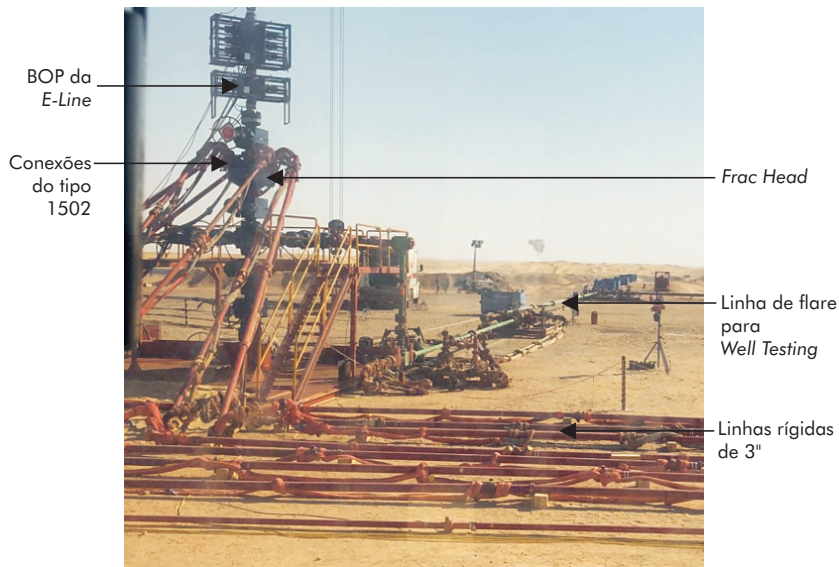


Figura 5 *Frac Head*

Fonte: Arquivo pessoal.

A cabeça de fraturamento também possui válvulas hidráulicas de acionamento remoto e válvulas manuais do tipo volante para abertura e fechamento do poço. Estas válvulas são acionadas regularmente durante as operações de fraturamento *plug & perf*, mas também podem ser demandadas em um acidente para selar o poço em caso de qualquer descontrole

ou fluxo indesejado de hidrocarbonetos em direção à superfície. Portanto, se faz necessário inspeção e manutenção regular de todos os componentes da cabeça de fraturamento, realizadas por técnicos credenciados e de acordo com um cronograma estabelecido pelo fabricante, por exemplo a cada dez estágios do fraturamento.

Depois de instalados os containers do acampamento do *site* de completação (escritórios, dormitórios, sanitários, refeitório e clínica), a cabeça de fraturamento e as tubulações que levarão a água do *pit* para os tanques de fraturamento, inicia-se a mobilização e instalação dos equipamentos pesados para as operações de fraturamento, canhoneio e teste do poço. Todo este maquinário será posicionado de acordo com um *layout* previamente definido, como por exemplo este mostrado na Figura 6, que se trata de um *pad* com dois poços, onde foi realizado um *Zipper Frac* de 33 estágios em cada poço.

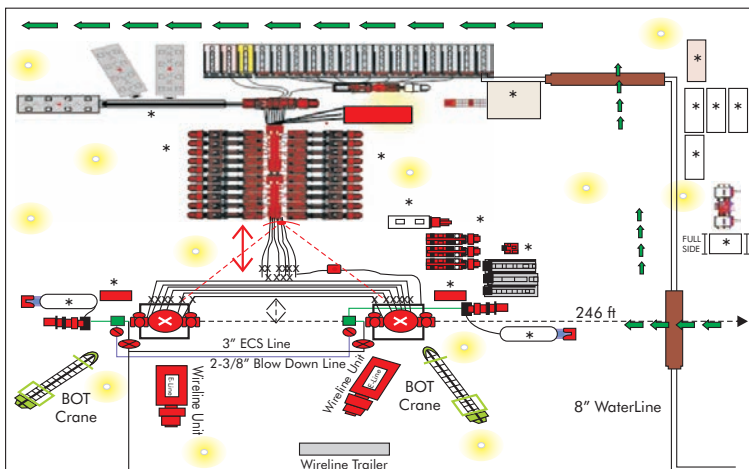


Figura 6 Layout de *Zipper Frac*

Fonte: Arquivo pessoal.

Toda esta movimentação há de ser feita de maneira segura, inteligente e em uma sequência lógica, que minimize tempos ociosos. Operações simultâneas podem e devem acontecer, desde que não comprometam nem a segurança dos trabalhadores e nem a preservação do meio ambiente e do patrimônio.

2 ESTUDOS DE CASOS

Este estudo avaliou dois projetos pilotos relativos ao desenvolvimento do fraturamento hidráulico, os quais foram escolhidos como modelos para o levantamento bibliográfico. Estes projetos são o MSEEL (*Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory*) e o SHEER (*Shale Gas Exploration and Exploitation Induced Risks*), estes projetos são situados nos EUA e Polônia, respectivamente (DELGADO, 2018).

Os pesquisadores puderam contatar o coordenador do projeto MSEEL, Dr. Timothy R. Carr (Departamento de Geologia e Geografia da Universidade de West Virginia), e conduzir entrevistas com empresários que construíram toda a infraestrutura do projeto piloto junto da comunidade acadêmica. Esse projeto, ao longo da última década, teve papel vital nos estudos do fraturamento hidráulico, com contribuições significativas na rentabilidade e diminuições de custo da operação.

As informações sobre o projeto SHEER foram obtidas apenas através de levantamento bibliográfico dos documentos abertos assim como dados objetivos de medições relacionadas a assuntos ambientais. Seu banco de dados dispõe de uma grande gama de relatórios químicos, sísmicos e geológicos que informam sobre a segurança de um poço de estudo monitorado com operações controladas.

Esta revisão visa prover suporte para o desenvolvimento do projeto Poço Transparente, uma iniciativa de estudo do fraturamento hidráulico no Brasil, suas operações e possível funcionamento e poluição. O principal referencial para este trabalho foi o relatório do Departamento de Conservação Ambiental do Estado de Nova Iorque (Permissão de perfuração direcional e para grandes volumes de fraturamento) que descreve de forma robusta as operações de uma área de fraturamento hidráulico.

2.1 Etapas de operação de um *pad*

Como já discutido anteriormente, sendo a água o recurso mais importante para o funcionamento do poço não convencional, ela precisa estar disponível de forma rápida e ágil na perfuração (poço), tarefa que ainda requer a consideração de outros parâmetros na definição do seu uso. Primeiramente, há de se encontrar uma fonte viável local para o abastecimento

do poço, verificar a posse do local e iniciar o processo burocrático para uso daquela água (CARR, 2021). Tendo mapeado as possíveis fontes, é de suma importância avaliar a distância e o custo de transporte desse recurso por meio de caminhões ou dutos. Questões de transporte como tempo de deslocamento, pontes com limite de peso baixos, trânsito local e impacto na população e atividade econômica devem ser levados em conta para se medir a eficiência da escolha do local.

A escolha da fonte da água também envolve a disponibilidade, sendo a via mais lógica escolher o local com maior disponibilidade de água para evitar a necessidade de diversas fontes de abastecimento. Fontes intermitentes de água também devem ser evitadas, devido ao poço requerer constante fornecimento de água. Em geral, a fonte deve ser de fácil acesso para ser uma boa candidata, com a água de superfície representando a forma mais fácil de se conseguir o recurso, diferente de águas subterrâneas ou de fontes salinas (DEC, 2015).

O fluido de fraturamento pode conter mais de 85% de água em sua composição (Figura 7), ou seja, a qualidade da água também tem influência na eficiência da qualidade do fluido de fraturamento. Assim, para o uso dessa água pode ser necessário o pré-tratamento ou uso de aditivos para tratar problemas como bactérias, micróbios, compostos químicos indesejados e pH irregular (DEC, 2015).

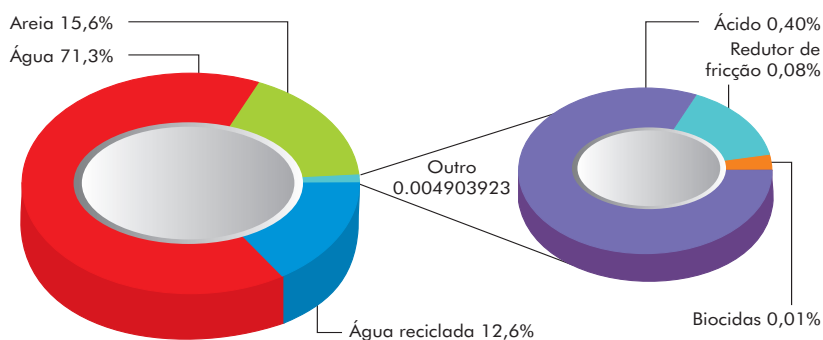


Figura 7 Exemplo da composição de fluido de fraturamento

Fonte: DEC (2015).

O fluido de fraturamento contém diversos aditivos e, ao voltar à superfície, ele pode ser reutilizado. No entanto, este processo requer o tratamento dessa água para diminuir os níveis dos compostos químicos utilizados e inserção de água limpa (STEPHENSON, 2015).

Portanto, uma das mais importantes funções da logística do poço é o seu abastecimento de água para o fluido de *fracking*. Há duas formas mais comuns de se entregar água ao poço: a realização de uma estação de armazenamento de água que a fornecerá para o local da perfuração ou entregará diretamente para a fonte. A água é comumente armazenada em tanques com capacidade de 80 mil litros, e a quantidade necessária de tanques dependerá do volume a ser bombeado em cada estágio de fraturamento (DEC, 2015).

A perfuração vertical é o método tradicional de extração de óleo e gás, mas atualmente existem métodos mais eficientes como o da perfuração direcional que acessa de forma mais direta e ampla as reservas. O método vertical tem vantagens econômicas a curto prazo, porque se trata de uma operação relativamente mais simples. Na primeira etapa do processo, essa técnica pode parecer tentadora devido a sua economicidade, porém levando em conta que somente uma seção da reserva será extraída, serão necessários muitos furos para uma reserva. Essa situação poderá gerar mais impactos na superfície (HEWITT, 2021) e, por isso, a perfuração direcional, que pode retirar os recursos de uma ampla área da reserva, torna-se viável do ponto de vista logístico e economicamente rentável (JAHN *et al.*, 2008).

Para um estudo mais aprofundado de locação de poço, é necessário a presença de um hidrólogo quando se trata de águas superficiais e de um hidrogeólogo quando se trata de águas subterrâneas. Há de se estudar outros fatores econômicos além da extração e uso dessa água, como também o uso e ocupação da fonte em si, além do estudo de possível impactos ambientais associados do uso da água (DEC, 2015).

Inicialmente, após a confirmação da reserva na área, vários estudos são realizados utilizando modelagens computadorizadas para indicar o melhor design de fraturamento hidráulico. Por se tratar de um processo com potencial para causar muitos sismos, o isolamento de áreas chaves para a perfuração direcional é de suma importância (DAYAL e MANI, 2017). O uso dos insumos para a operação será limitado após o mapeamento da área de prospecção do gás. Assim, essa etapa é vital para a economicidade

de todo o projeto, pois determinará o quanto de fluido de fraturamento será necessário e assim limitará o transporte e diversas outras atividades do *pad* (STEPHENSON, 2015).

Após a escolha do local para a realização do poço, se iniciam as etapas de preparação do local para o início da produção, assim como esquematizado na Figura 8. A primeira etapa inclui a abertura de vias para o local designado do poço e estudo da terraplenagem da área do *pad*. Essa etapa utiliza equipamentos como retroescavadeiras, escavadeiras e outros materiais para esta operação, que pode levar até um mês por poço. Em uma operação segmentada para a realização de um poço com mais de uma perfuração horizontal, se pressupõe uma etapa onde é perfurado primeiramente o local do poço com um equipamento menor de forma vertical.

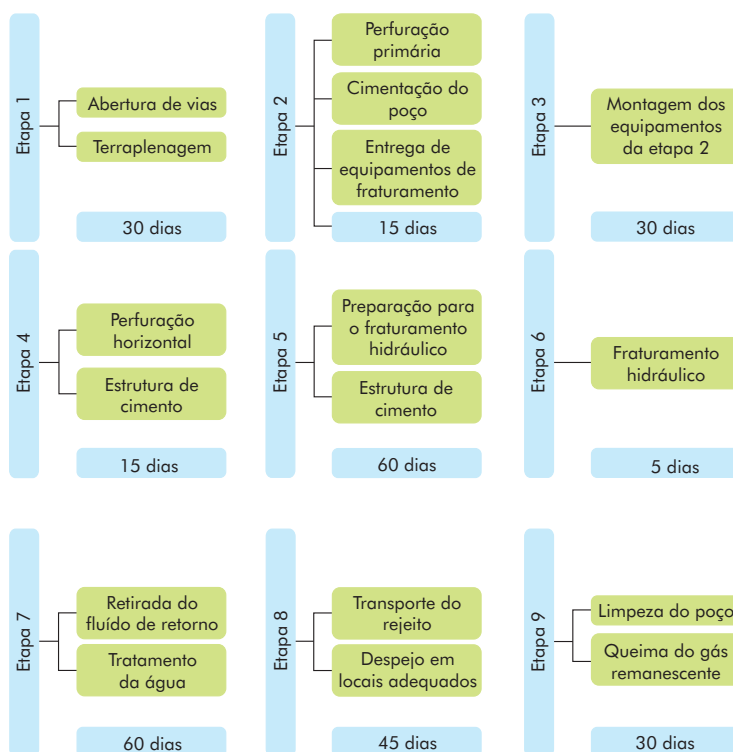


Figura 8 Síntese de etapas de operações do *pad*.

Fonte: Elaboração própria.

Na segunda etapa é realizada as operações de perfuração primárias, cimentação e entregas de material e equipamentos por caminhões para o início do fraturamento, essa etapa pode levar até duas semanas para ser realizada. O tempo necessário para realizar a primeira e segunda etapa podem variar com as estações do ano (DEC, 2015).

A terceira etapa é fundamentalmente de preparação com os insumos entregues nas etapas anteriores; ela pode levar de 5 dias até 30 dias para ser finalizada. Essa etapa serve para montar os equipamentos para a preparação do poço e a perfuração com o equipamento maior. O intervalo de tempo que é posto para essa etapa se deve ao fato do transporte dos equipamentos de perfuração variar e se o equipamento será o mesmo para as etapas 2 e 3 (DEC, 2015).

A quarta etapa é a de perfuração horizontal. Toda a estrutura para o fraturamento e direcionamento da perfuração horizontal será realizada nessa etapa (*Casing*). Essa estrutura é realizada em etapas alternadas de perfuração e cimentação, como pode ser visto na Figura 9; essa segmentação faz com que a estrutura fique com menor diâmetro ao avançar da profundidade. A estrutura de cimento serve para proteger o solo e as rochas, em especial aquelas que são aquíferos, de serem contaminadas por todo e qualquer material que passar pela tubulação do poço (DEC, 2015). Essa etapa pode durar até duas semanas e os materiais para o fraturamento são comumente entregues no fim desta etapa.

A quinta etapa se trata da preparação para o fraturamento hidráulico, na qual os caminhões de insumos como água e areia são posicionados e os equipamentos de perfuração horizontal são trazidos e locados na área. Essa etapa pode demorar de 30 a 60 dias por poço.

A sexta etapa do projeto é o fraturamento hidráulico. Todas as etapas anteriores e materiais utilizados nelas são necessários, como tanques de água, geradores, bombas, caminhões de insumos químicos, equipamentos de monitoramento, entre outros. Nessa etapa as atividades se concentram em bombear o fluido de fraturamento através de suas seções utilizando cabos para sua inserção e levantamento. A etapa pode demorar de 2 a 5 dias.

A sétima etapa se trata do tratamento da água de retorno e o gás. As atividades dessa etapa se iniciam com a retirada dos materiais de fratu-

ramento e tratamento dos fluidos de retorno. O fluido é tirado com caminhões especiais e levado diretamente ao seu tratamento. A etapa pode demorar de 2 até 8 semanas (DEC, 2015).

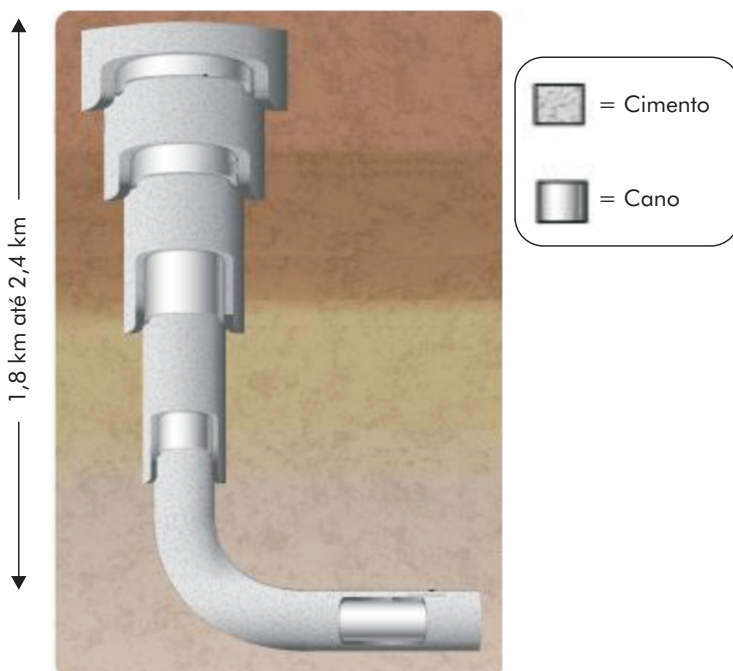


Figura 9 Revestimento de poço para fraturamento hidráulico (*fracking*) e suas estruturas

Fonte: EXCO RESOURCES ([s.d.]).

A oitava etapa inclui o despejo do rejeito da operação em área de aterros ou outros locais apropriados; essa etapa utiliza equipamentos de escavação e caminhões de transporte do material e pode demorar até 6 semanas.

A nona e última etapa inclui o teste de produção do poço, com técnicas de queima do gás (*flaring*) e monitoramento do comportamento do poço. Os equipamentos necessários envolvem escavadeiras, caminhões para esvaziar os tanques de tratamento e os gasodutos para transporte do gás retirado, senão já feito em etapas anteriores. Essa etapa pode levar de 1 até 30 dias por poço.

2.2 Logística de distribuição

A cadeia do gás natural engloba todos os processos que envolvem este recurso, desde os estudos prévios para exploração até a sua comercialização, podendo ser dividida em algumas etapas: exploração e produção, estocagem e acondicionamento, processamento, transporte, distribuição e comercialização. Cada etapa possui suas especificidades técnicas e regulatórias, havendo interseção entre as atividades que competem ao âmbito federal e estadual.

O gás não convencional, conforme descrito nas seções anteriores, possui especificidades em sua prospecção, exploração e produção. Todavia, após essas etapas, o gás não convencional integrará a rede de transferência,¹ processamento, transporte, distribuição e comercialização consoante o gás convencional. Ou seja, utiliza-se da infraestrutura de movimentação de gás (seja convencional ou não).

A Figura 10 traz a visualização da movimentação do gás natural no Brasil, com infraestrutura existente, em construção e planejada.

Assim, examinando-se a logística da distribuição, esse relatório aponta que os processos de estocagem e acondicionamento do gás consistem no armazenamento e confinamento deste insumo para que posteriormente ocorra o seu transporte para comercialização ou consumo. A realização destas etapas é de responsabilidade da empresa ou do conjunto de empresas associadas, sendo fiscalizadas pela ANP, conforme estabelecido na Lei nº 14.134/2021.

¹ Para detalhes, confira a lista de gasodutos de escoamento da produção (254 dutos, totalizando 4.650 km) e de gasodutos de transferência (5 dutos, totalizando 30 km), por meio do seguinte link: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=52087>; situado na página: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracaoe-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>.

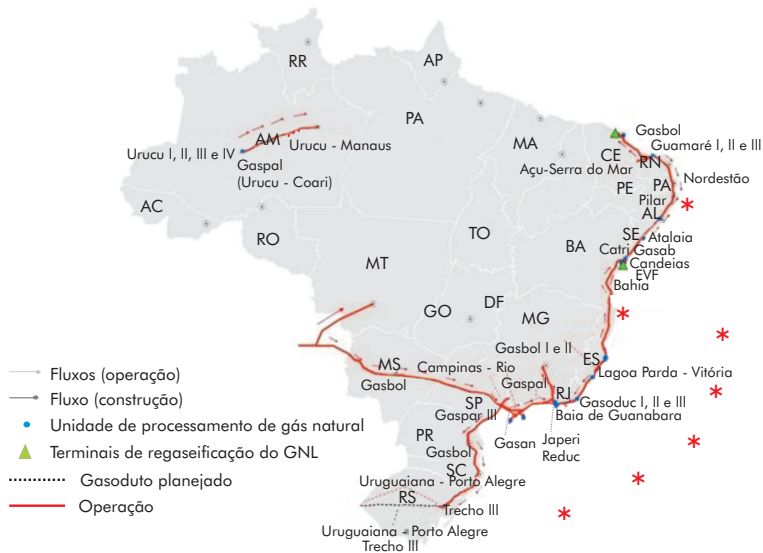


Figura 10 Mapa dos gasodutos no Brasil

Fonte: ANP apud MME (2020).

A etapa de processamento ocorre nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e corresponde ao momento em que é feita a separação dos elementos que compõem o gás natural, havendo assim a purificação da matéria-prima e permitindo assim a diversificação dos produtos para diversos tipos de uso, o que torna o gás resultante do processamento mais confiável para o consumidor final e reduz os riscos de deterioração dos gasodutos pelos quais será transportado e distribuído. Tabela 1 traz a lista dessas UPGN no país.

Com isso, há a etapa de transporte, na qual o gás processado é movido das UPGNs para as os pontos ou estações de entrega, chamadas de *city gate*, de onde passará para a etapa de distribuição. Esse processo pode ser feito de duas formas: a primeira exige a construção de uma infraestrutura complexa, com dutos cilíndricos de altíssima pressão, enquanto a segunda ocorre através do uso de navios criogênicos. Para que o transporte ocorra de maneira correta e sem perdas, existem padrões de segurança definidos e regulação específica.

A partir dos *city gates*, inicia-se a etapa de distribuição, que corresponde a movimentação do gás destes pontos para as comercializadoras

estaduais de distribuição por meio de gasodutos de distribuição de baixa pressão. A última etapa da cadeia de valor do gás é a comercialização, que consiste nos processos de compra e venda do gás natural. Inclui conceitos fundamentais como consumidor livre, autoprodutor e auto importador, que serão detalhados mais adiante.

Tabela 1 Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal 2020 (MM m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	2,90
Santiago2	Pojuca (BA)	1962	2,00
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	18,10
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5,00
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	25,16
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00
Caburé	Caburé (BA)	2020	0,50
Eneva*	Santo Antônio dos Lopes (MA)	2013	8,50
		Total	116,01

Nota:*Considera-se equiparável a UPGN uma vez que seria capaz de especificar o gás natural de acordo com a Resolução ANP nº 16/2008 após ajustes operacionais.

Fonte: ANP *apud* MME (2020).

2.3 Transporte e Distribuição

No caso dos dutos terrestres, Medeiros (2000) afirma que são feitos de aço, geralmente medem de 10 a 32 polegadas de diâmetro e transportam o gás a pressões elevadas, em torno de 15 a 100 kgf/cm², e tal pressão é mantida ao longo dos gasodutos com o auxílio de compressores estacionários, dispostos a cerca de cada 80 a 160 km no trajeto. Os gasodutos de transporte são compostos por rede de tubulação, estação de compressão, estação de redução de pressão e medição, e sistema de supervisão e controle.

Já no transporte marítimo, há alteração para o estado liquefeito (GNL) com a redução do volume do gás e resfriamento a -160°C, sendo posteriormente transportado por navios criogênicos ou caminhões com tanques especiais (como será especificado na Seção 3). Esse processo é ideal para transportes em longas distâncias e permite que o GNL seja armazenado próximo às regiões em que será consumido, permitindo um abastecimento otimizado. Após o deslocamento, o gás natural passa pelo processo de regaseificação.

A distribuição consiste na movimentação do gás a partir do *city gate* para entrega ao usuário final, podendo este ser do âmbito residencial, comercial ou industrial. Esse processo acontece através de gasodutos a baixa ou média pressão, com padrões de segurança específicos definidos pela ANP que visam minimizar perdas, evitar acidentes e danos ambientais.

A etapa de distribuição de gás canalizado é considerada um serviço público, sendo, portanto, sua regulação uma atribuição do Estado, conforme definido pela Constituição Federal. Desse modo, os usuários pagam às concessionárias pelo seu uso de acordo com as tarifas definidas pelo órgão regulador de cada estado na qual a distribuição ocorre.

Devido aos padrões de segurança e a complexidade logística da disposição dos gasodutos em relação a área de produção do gás e a condução às regiões onde ocorrerá o seu uso, a distribuição é uma atividade onerosa e que requer avanços tanto em aspectos regulatórios quanto nas técnicas para sua otimização e expansão.

A ampliação das redes de distribuição se faz necessária, porém devido ao difícil acesso a diversas localidades nas quais há potenciais consumido-

res de gás e ao elevado custo de instalação e manutenção de gasodutos que tais regiões exigiriam, acaba sendo um processo inviável em diversas vezes. Nesse sentido, opções como os gasodutos virtuais ou redes locais viabiliza o uso de gás em áreas isoladas do sistema principal e distantes dos centros de distribuição, com a mesma tarifa das regiões interligadas a rede.

A Figura 11 e a Tabela 2 mostram, respectivamente, a extensão da rede de transporte e de distribuição de gás, assim como os terminais de GNL no Brasil.

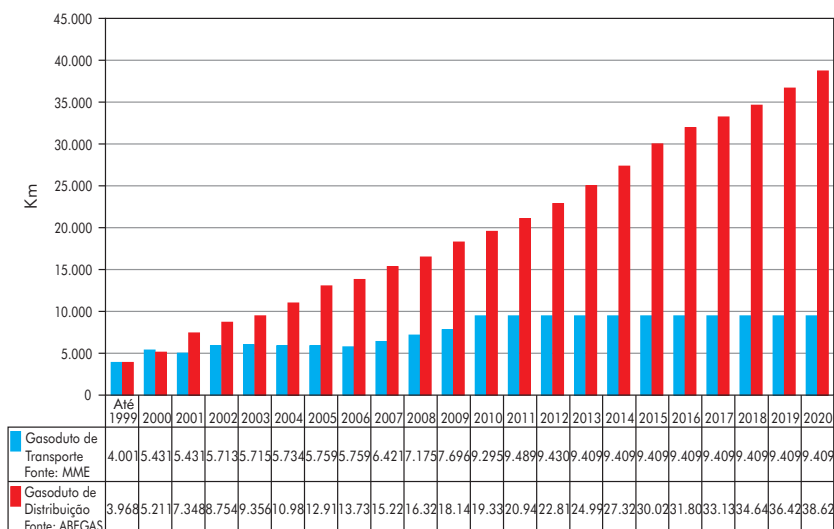
Tabela 2 Terminais de GNL no país.

Configuração dos terminais a partir de 11/10/2018	Terminal de Pecém	Terminal da Baía de Guanabara	Terminal da Bahia ⁽¹⁾	Terminal de Sergipe Celse ⁽²⁾
Capacidade de movimentação de gás natural no terminal (milhões de m³/dia)	7,00	30,00	20,00	21,00
Início da operação do Terminal	janeiro-09	abril-09	janeiro-14	novembro-19
Navio regaseificador	Experience		Golar Winter	Golar Nanook
Capacidade de regaseificação do navio (milhões de m³/dia)	22,65	30,00	14,16	21,00
Capacidade de armazenamento do navio (m³ de GNL)	173.000		138.000	170.000

1) A Autorização ANP nº 607, de 16/07/2018, possibilitou que a Petrobras opere o Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia - TRBa com vazão máxima de 20 milhões de m³/d.

2) Autorizações de pré-operação nº 854/2019 e 314/2020

Fonte: MME (2020).



Gasodutos no Exterior, por onde é realizada a importação para o Brasil

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm ³ /dia)*	Início de operação
GTG até Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB ⁽¹⁾	Rio Grande (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos		Est. Chiquitos (Bolívia)		Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)	32	30,08
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Est. Chiquitos (Bolívia)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM ⁽³⁾	Aldea Brasileira (Argentina)	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

(1) TBG - dez/05

(2) WWW.gasorienteboliviano.com

(3) <http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim/08-027/Gasoductos.pdf>

TGM: Transportadora de Gas del Mercosul

GTB: Gás TransBoliviano S.A.

*Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

Figura 11 Expansão da malha no Brasil

Fonte: MME (2020).

3 DIAGNÓSTICO DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

Nessa seção do relatório, a metodologia utilizou-se da ferramenta conhecida como matriz SWOT, que se trata de um modelo clássico e muito utilizado em estudos diversos sobre vantagens competitivas. A Matriz SWOT é uma sigla que se origina do inglês, cuja estrutura é composta de quatro dimen-

sões de análise: *strengths* (forças), *weaknesses* (fraquezas), *opportunities* (oportunidades) e *threats* (ameaças). É utilizada para promover um olhar ampliado de um determinado mercado, incluindo elementos tanto do ambiente interno, como aqueles do ambiente externo (MADSEN, 2016).

Quando se realiza a análise das forças e fraquezas, considera-se que estes são fatores internos e gerenciáveis. Por outro lado, as oportunidades e ameaças levam em consideração o ambiente externo, sobre o qual não se tem controle, e envolve uma análise das forças macro ambientais (demográficas, econômicas, tecnológicas, políticas, legais, sociais e culturais) e dos fatores micro ambientais (consumidores, concorrentes, canais de distribuição, fornecedores).

No caso deste estudo, não estão sendo analisadas as vantagens competitivas de uma empresa ou organização em especial, mas sim a potencial aplicação da tecnologia de fraturamento hidráulico para exploração de *shale gas* no Brasil. Portanto, para efeitos deste trabalho, consideramos os fatores internos (forças e fraquezas) como aqueles associados à tecnologia, enquanto os externos (oportunidades e ameaças) estão principalmente associados ao cenário político, econômico e regulatório da indústria *onshore* e de não-convencionais no Brasil.

Com isso, pretende-se identificar as principais barreiras para a exploração de *shale gas* no Brasil por meio da tecnologia do fraturamento hidráulico. A subseção seguinte apresenta e discute nossos resultados, assim como análise da Matriz SWOT desenvolvida.

3.1 Resultados da Matriz SWOT

O avanço no desenvolvimento do *shale gas* está associado a uma série de benefícios potenciais, assim como dificuldades no âmbito regulatório e político. A Figura 13 apresenta, na forma de uma Matriz SWOT, os resultados obtidos com base nesta pesquisa. Adiante descreve-se a análise dos quadros desta matriz.





	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madur e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de shale gas pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor onshore tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-concencionais</p> <p>Novo mercado de gás visa dar incentivo à exploração Onshore</p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para shale gas.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13 Matriz SWOT da exploração de *shale gas* por fraturamento hidráulico no Brasil

Fonte: Elaboração própria.

3.1.1 Ambiente Interno

Conforme apresentado pelo quadro superior esquerdo (forças) da Figura 13, possui-se um largo conhecimento sobre a tecnologia de fraturamento hidráulico. A produção de *shale gas* nos Estados Unidos atingiu um crescimento exponencial desde 2005, com uma taxa de aprendizagem de 13% (FUKUI *et al.*, 2017). Além de demonstrar uma redução significativa dos custos, em relação à produção total acumulada, podemos também interpretar esta aprendizagem como o domínio da tecnologia, de modo a poder utilizá-la de maneira segura e eficiente.

Mesmo no Brasil, já existe mais de 60 anos de experiência nesta técnica exploratória em recursos convencionais (DELGADO e FEBRERO, 2018). Toda esta prática e domínio tecnológico contra-argumentam as liminares que bloquearam o emprego da técnica de fraturamento hidráulico para exploração do gás de folhelho nos estados do Alagoas, Sergipe, Bahia e Paraná, cuja principal justificativa era a prática imatura da tecnologia no país.

Ainda sobre o quadrante forças, observa-se que a atividade de exploração de *shale gas*, por ser uma atividade exclusivamente *onshore*, é capaz de prover acesso à energia e de novas atividades econômicas nas regiões mais interiores do Brasil, podendo trazer desenvolvimento social para suas populações. Mesmo nestas localidades, ainda é possível encontrar uma boa disponibilidade hídrica para o fraturamento, sem afetar o abastecimento para a população e outras atividades (indústria, agricultura etc.).

É importante observar, no entanto, as fraquezas associadas ao fraturamento hidráulico (quadro superior direito da Figura 13). Mesmo com a redução dos custos da perfuração de poços proporcionados pelo acumulado da curva de aprendizagem, a importação de insumos pode ainda representar um limitante econômico para a realização do fraturamento.

Além disso, como é usual para todas as atividades extrativas, há uma série de potenciais problemas ambientais que o fraturamento hidráulico pode ocasionar tais como sismos induzidos; reativação de falhas preexistentes; afetar a integridade de poços vizinhos; e contaminação de recursos hídricos. Mesmo com a perfuração horizontal, que requer um menor número de poços, o impacto sobre a superfície ainda é significativo, pois é necessário a implantação de infraestrutura e movimentação de veículos, produtos e pessoas relacionadas com a atividade. Deve-se, portanto, buscar mitigar o máximo possível destes riscos por meio de regulação e fiscalização eficientes assim como a aplicação das melhores práticas de exploração e produção.

3.1.2 Ambiente Externo

No Brasil, as ameaças (quadro inferior direito da Figura 13) envolvendo a técnica de extração do *shale gas* depara-se com barreiras tanto no âmbito político e jurídico, quanto na aceitação por parte da sociedade e de limitado conhecimento geológico. Estas três frentes precisam ser endereçadas paralelamente, sendo necessária uma política de comunicação social que lide com esses temas e deixe de forma transparente e clara para a sociedade o que acontece, os benefícios, os riscos e as mitigações que serão tomadas. A escassez de dados sobre formações de folhelho limita a compreensão das suas composições e estruturas. Tal desconhecimento impossibilita uma exploração segura dessas reservas e a formulação de políticas e regulamentos relevantes para os projetos não convencionais.

Apesar dessas ameaças discutidas sobre a utilização do fraturamento hidráulico no Brasil, também foi possível identificar algumas oportunidades (quadro inferior esquerdo da Figura 13). O setor de E&P de óleo e gás *onshore* ainda tem muito a crescer no Brasil. Deste modo, há uma série de políticas governamentais que buscam impulsionar esta atividade, dentre as quais duas delas se destacam.

A primeira é o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Desde 2020, o REATE tem dado especial enfoque na E&P de gás natural, tanto em reservas convencionais como não-convencionais. Em parceria com outras instituições, o REATE planeja colocar o projeto piloto do Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural, cujo objetivo é gerar conhecimento acerca da utilização da técnica de fraturamento hidráulico, com a finalidade de propor um arcabouço regulatório e maior segurança ambiental e jurídica para a atividade (MME, 2019a).

O Poço Transparente permitiria também o treinamento da mão de obra no Brasil por meio da transferência de conhecimento. Espera-se com isso que tal projeto possa gerar melhores esclarecimentos da sociedade civil assim como melhorar sua aceitação pública. Isso poderá atrair investidores e evitar problemas como os da 12^a Rodada de Licitações e minimizar possíveis impactos das técnicas exploratórias (MME, 2019a).

No segundo semestre de 2019, o Governo Federal anunciou um programa inédito de abertura do setor de gás no país, o “Novo Mercado do Gás”. Tal abertura compreende uma série de ações para aumentar os investimentos em gás natural no Brasil, diversificando o número de empresas que atuam neste segmento. Entre as ações deste programa, está a retirada do monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás, incluindo a venda de ativos e a abertura da infraestrutura de transporte de combustíveis para outras empresas ofertantes de gás (MME, 2019b).

Tais políticas permitirão uma maior diversificação dos atores e maior liberdade de movimentação do gás natural. Espera-se uma significativa redução dos preços aos consumidores finais assim como a ampliação do mercado. Deste modo, produtores novos ou já atuantes, podem ser incentivados a iniciar a exploração de gás não-convencional, uma vez que tais políticas permitirão maior viabilidade para estes investimentos.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório desenvolveu uma análise exploratória sobre a utilização da técnica de fraturamento hidráulico em formações de folhelho no Brasil.

O processo para retirada de gás natural se mostra ainda muito diverso e com distintas técnicas utilizadas. O modelo destrinchado enumera as diversas etapas de uma possível planta de fraturamento hidráulico com técnicas de perfuração horizontal. O avanço mundial acontece de forma exponencial nessa indústria. Porém, no Brasil esse processo ainda sofre um impedimento burocrático imenso. Os conhecimentos técnico e científico podem servir como um instrumento para facilitar a utilização de recursos nãoconvencionais no Brasil, de modo a assegurar sua exploração e extração dentro do viés das melhores práticas e de preservação do meio ambiente.

Assim, entende-se que o estudo para o desenvolvimento desta indústria se beneficia de forma robusta de parcerias acadêmicas como no projeto MSEEL. Isso leva a formação de profissionais capacitados e preparados para atuar num poço de *fracking*.

Considerando-se a logística de distribuição, os dados apresentados e oriundos de fontes oficiais demonstram o quanto o país precisa acelerar na construção de infraestrutura de escoamento e de distribuição do gás para intensificar o uso final nos diversos setores da economia.

Ainda, utilizou-se a metodologia SWOT com o intuito de categorizar os principais aspectos envolvendo esta atividade.

Do ponto de vista do ambiente interno, considerou-se que a tecnologia do fraturamento hidráulico encontra-se em estágio avançado, com ampla produção acumulada e domínio das técnicas e materiais. A definição regulatória é, portanto, necessária para assegurar as devidas obrigações ambientais, sociais e de segurança. Com relação ao ambiente externo, observou-se a necessidade de aprimoramento do conhecimento das bacias geológicas brasileiras. As principais políticas governamentais que visam incentivar a produção de não-convencional *onshore* e a liberação e diversificação do mercado de gás natural convergem para a recomendação de que um projeto de poço piloto ou transparente será a melhor forma de superar esta barreira.

Como estudos futuros, sugere-se a realização de entrevistas com especialistas de diversas áreas como regulação, engenharia, geologia, psi-

colgia, economia, dentre outras. O intuito é de se construir matriz SWOT consolidada de modo a promover um olhar ampliado das Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças do cenário brasileiro. A coleta das visões destes especialistas, por meio de um questionário estruturado, permitiria uma robustez estatística e quantitativa sobre a matriz SWOT.

REFERÊNCIAS

- CARR, T. R. *Reunião com representantes do projeto MSEEL*. Webinar: Comunicação oral, 2021.
- DAYAL, A. M.; MANI, D. *Shale Gas: Exploration and Environmental and Economic Impacts*. [s.l.: s.n.].
- DEC. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High Volume Hydraulic Fracking. In: *Supplemental Generic Environmental Impact Statement*. [s.l.] Department of Environmental Conservation, 2015. p. 76–138.
- DELGADO, F. Projeto poço transparente: testes para reservatórios de baixa permeabilidade - gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. *FGV Energia*, p. 14, 2018.
- DELGADO, F.; FEBRARO, J. *O Programa REATE e a Desmistificação do Fraturamento Hidráulico no Brasil*. São Paulo: FGV Energia, 2018.
- EXCO RESOURCES. *Ensuring well integrity*. [s.l.: s.n.].
- FRAGA, D. M. *A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário*. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2018.
- JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. *Hydrocarbon Exploration and Production*. [s.l.: s.n.]. v. 55. Amsterdam, Elsevier, 2008.
- FUKUI, R. et al. Experience curve for natural gas production by hydraulic fracturing. *Energy Policy*, v. 105, n. January, p. 263–268, 2017.
- HEWITT, J. *Shale Operating Process with Hewitt Energy Strategies*. Webinar: Comunicação oral, 2021.
- MAAKS, J. *Next-Generation Seismic Data Management*. [s.l.] linkedin, 2018.
- MADSEN, D. Ø. SWOT Analysis: A Management Fashion Perspective. *International Journal of Business Research*, v. 16, n. 1, p. 39–56, 2016.
- MIDDLETON, R. S. et al. The shale gas revolution: Barriers, sustainability, and emerging opportunities. *Applied Energy*, v. 199, 2017.
- MME. *REATE 2020 Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres*. [s.l.] Ministério de Minas e Energia, 2019a.
- MME. *Governo lança o "Novo Mercado do Gás", um marco histórico para o Brasil* Ministério de Minas e Energia, 2019b.
- ROKOSH et al. *What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta*. [s.l.: s.n.].
- STEPHENSON, M. *Shale Gas and Fracking: The Science Behind the Controversy*. [s.l.: s.n.].
- WE-BORE-IT. *Difference between horizontal & directional drilling*. Disponível em: <https://www.slideshare.net/weboreit/difference-between-horizontal-directional-drilling>. Acesso em: 21 mai. 2021.

3

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

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

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 Mastromonaco (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.

1 DETALHAMENTO DA ATIVIDADE DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO

1.1 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 e 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 e DONEV, 2017; ZENDEHBOUDI e 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.

1.2 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.

2 DESCRIÇÃO DE OPERAÇÕES ESPECÍFICAS AO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E SUAS OPORTUNIDADES AOS PRODUTORES LOCAIS

2.1 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) (GANDOSSI, 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 hidráulico², 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).

² A técnica já tem 70 anos. Foi apenas adaptada ao *shale*.

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 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 Peroxidisulfúrico, 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: Adaptado de EPA (2015).

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: Adaptado de EPA (2015).

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.

2.2 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 e 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 e 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 e 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 e MAHANI, 2015), Canadá (ATKINSON *et al.*, 2016), Reino Unido (DE PATER e 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 microssísmico 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 microssismos 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.

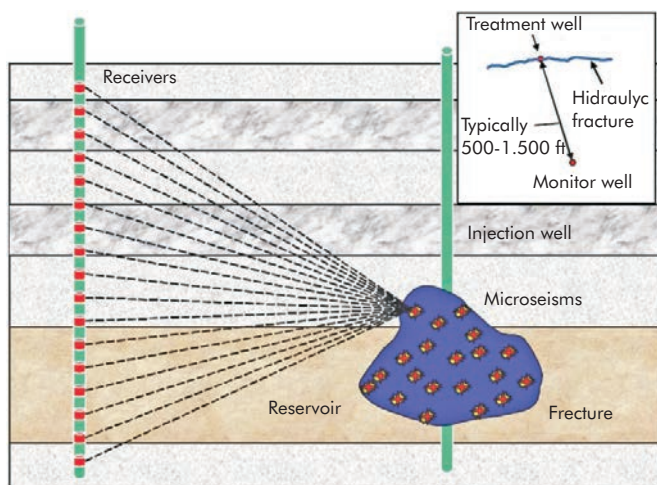


Figura 1 Vista em corte de um esquema simples de como são dispostos os receptores em um sistema de monitoramento de sismos.

Fonte: WARPINSKI (2009).

3 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.

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).

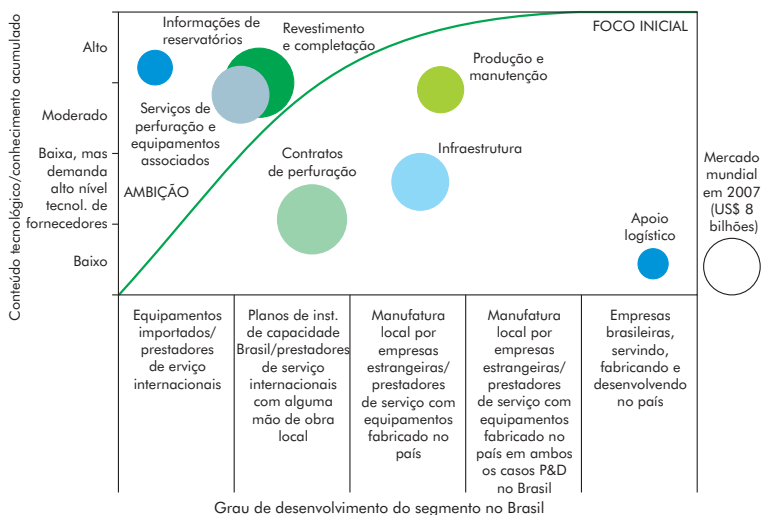


Figura 2 Grau de Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores Nacionais

Fonte: BNDES (2012).

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 lista estas empresas e detalha suas áreas de atuação.

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.

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.

4 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 e 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.

5 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.

6 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.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Resolução ANP nº 21/2014*. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=269028>.
- U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. *Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical*. Washington, D.C.: [s.n.].
- U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. *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: jun. 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. *Cerâmica*, 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-aespreita-no-brasil/>. Acesso em: abr. 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. *O desenvolvimento da exploração de recursos não convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento local*. 2021. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_desenvolvimento_da_exploracao_de_recursos_nao-convencionais_no_brasil.pdf. Acesso em: abr. 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. Energy-Environmental Implications of Shale Gas Exploration in Paraná Hydrological Basin, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 90, p. 56–69, 2018. <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. *The New Energy Landscape: Shale Gas in Latin America*. Institute of the Americas Chair for Inter-American Affairs. University of California, San Diego, 2013.
- 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. Presidente da Shell critica metas do governo para conteúdo local no pré-sal. Editoria de economia. *Jornal do Brasil*, 2012.
- 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. *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: abr. 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. The politics of Asian fracking: Public risk perceptions towards shale gas development in China. *Energy Research & Social Science*, n. 54, p. 46-55, 2019. <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.

Agradecemos o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (através do Projeto Gasbras número 01.14.0215.00) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq – (Chamada Pública Encomenda Convênio FINEP n. 01.14.0215.00 SEI – 01300.007195/2020-59).

Agradecemos igualmente o apoio do Research Centre for Greenhouse Gas Innovation - RCGI, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo FAPESP (Processo 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).