



**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE**

Estabelecimento de protocolo de segurança em  
áreas com atividade de exploração e exploração de  
gás não convencional



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

#### Equipe técnica

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

Thiago Brito

---



## RESUMO

Este trabalho tem o objetivo de analisar casos em que ocorreram incidentes associados ao fraturamento hidráulico, exibir uma visão crítica a partir de dados científicos e, por fim, apontar possíveis medidas mitigatórias. Para a execução desse trabalho, foram analisados estudos de caso na literatura em países que utilizaram a técnica do fraturamento hidráulico nos reservatórios não convencionais de maneira bem-sucedida, a saber: Estados Unidos, Canadá e China. Da pesquisa bibliográfica, alguns incidentes se mostraram mais recorrentes nas operações de fraturamento, e serão avaliados particularmente neste estudo, sendo eles: sismos induzidos e integridade do revestimento e da cimentação. Finalmente, serão apresentadas recomendações para avaliação, e possivelmente adoção, pela indústria e pelas autoridades responsáveis.

Palavras chaves: Fraturamento, sismos, cimentação

## ABSTRACT

This work aims to analyze cases in which incidents associated with hydraulic fracturing have occurred, to display a critical view based on scientific data and, finally, to point out possible mitigation measures. To carry out this work, case studies in the literature were analyzed in countries that have successfully used the technique of hydraulic fracturing in unconventional reservoirs, namely: United States, Canada and China. From the bibliography search, some incidents were more frequent in fracturing operations, and will be evaluated particularly in this study, namely: induced earthquakes and integrity of the casing and cementation. Finally, recommendations for evaluation, and possibly adoption, by industry and responsible authorities will be presented.

Key words: Hydraulic Fracturing, Induced seismicity, cementing.

## Lista de Ilustrações

Figura 1 – Esquematização simples de um poço horizontal com suas zonas de revestimento e cimentação

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

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

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

Figura 5: Gráfico da quantidade de sismos cumulativos (1985-2015) com valores de  $ML \geq 3$  na WCSB a poços associados ao fraturamento hidráulico. (ATKINSON et al., 2016)

Figura 6: Gráfico da quantidade de sismos cumulativos (1985-2015) com valores de  $ML \geq 3$  na WCSB a poços associados a poços de descarte de água. (ATKINSON et al., 2016)

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

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

---



## Lista de Tabelas

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

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  $M_L \geq 3$  Adaptado de (ATKINSON et al., 2016)

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

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

---



## SUMÁRIO

- 1. Introdução**
  - 2. Recursos não convencionais e os princípios do fraturamento hidráulico**
  - 3. Abalos sísmicos induzidos**
    - 3.1 Análise do problema**
    - 3.2 Estudos de caso**
    - 3.3 Possíveis soluções**
      - 3.3.1 Antecipando e avaliando potenciais reativação de falhas**
      - 3.3.2 Acompanhamento da operação de fraturamento**
  - 4. Problemas na cimentação e sua relação com a migração de fluidos**
    - 4.1 Estudos de caso**
      - 4.1.1 Estudos de caso associados a problemas em poços**
      - 4.2 Estudos de caso associados a cimentação**
      - 4.3 Possíveis soluções**
        - 4.3.1 Formulações adequadas para o cimento**
  - 5. Considerações finais**
  - 6. Referencias**
-



INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE  
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

---

Relatório Técnico

---

## 1. 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 tem múltiplas funções, tais como, ácidos para ajudar na propagação das fraturas, biocidas para matar bactérias capazes de produzir sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S), surfactantes para reduzir fricção e tensão superficial, dentre outros ((MME); (ANP), 2016; THE ROYAL SOCIETY; 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; 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; 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.

---

## 2. 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 exportação de gás natural liquefeito (GNL), impactando os preços em nível global (GENG; JI; 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; 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.

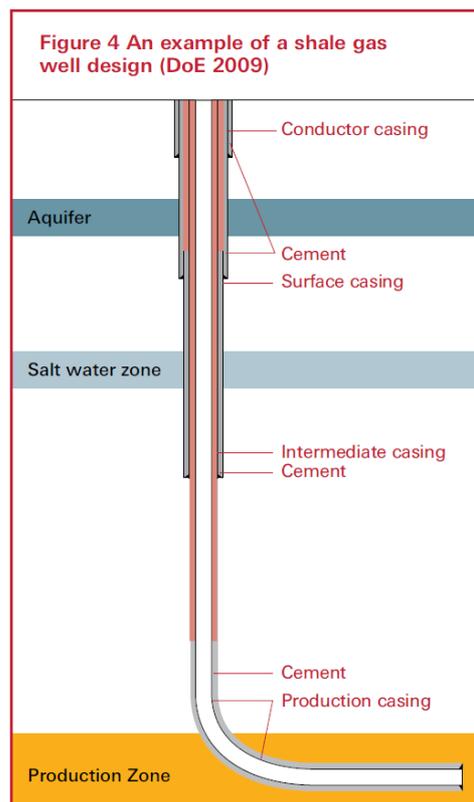


Figura 1 – Esquematização simples de um poço horizontal com suas zonas de revestimento e cimentação (THE ROYAL SOCIETY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING, 2012)

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 abaixo.

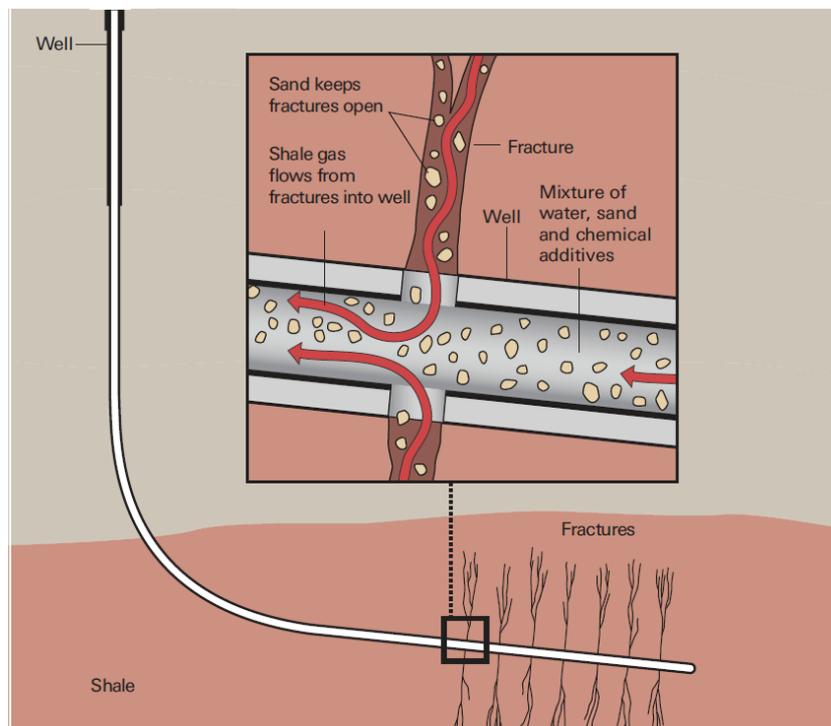


Figura 2 – Visão de um poço horizontal em corte, com destaque no mecanismo de propagação de falhas (THE ROYAL SOCIETY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING, 2012)

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 (GANDOSI, 2013). A função do agente propante, é de manter as fraturas criadas/reactivadas 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.

### 3. ABALOS SISMICOS INDUZIDOS

#### 3.1 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; WESSON, 1992).

Tratando-se da indústria de petróleo, os sismos induzidos são, em sua maioria, provenientes de dois grandes grupos de classificações (NICHOLSON; 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; 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.

Magnitude ( $M_L$ )	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

Tabela 1– Informações praticas associando terremotos, seus graus na escala Richter, implicações em superfície e frequência em que ocorrem no mundo. Fonte:(BC OIL AND GAS COMMISSION, 2012), adaptado.

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.

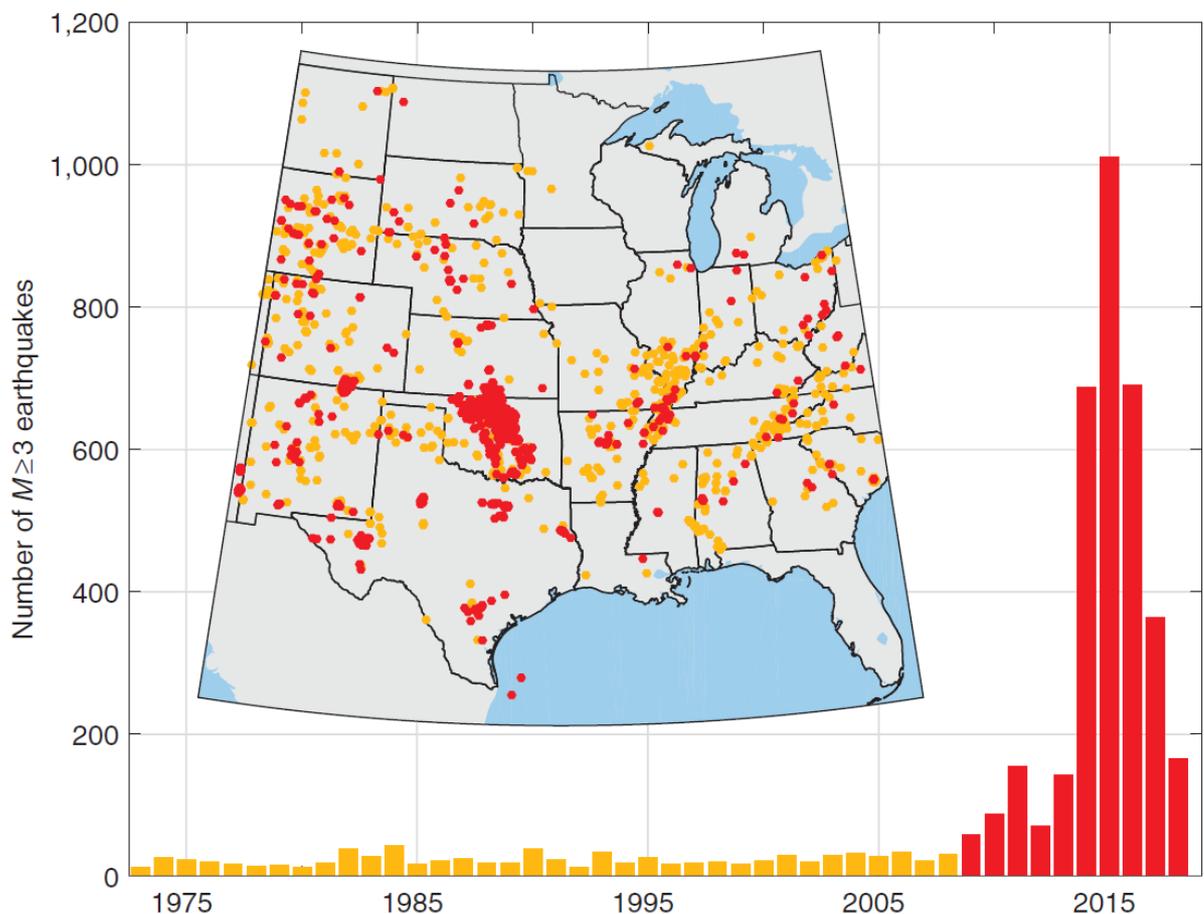


Figura 3: Mapa estado-unidense, em corte, apontando a quantidade de terremotos com valores de  $M_L$  maiores ou iguais a 3 (eixo Y) na Escala Richter. (ZOBACK; KOHLI, 2019a)

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; MAHANI, 2015). Estes sismos induzidos têm duas grandes classificações: os relacionados à injeção de fluidos e consequente 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; BREDEHOEFT, 1976); ou relacionados ao fenômeno da subsidência, em campos onde já houve uma grande produção de fluidos (DOSER; BAKER; MASON, 1991; PENNINGTON et al., 1986b).

A literatura norte americana oferece uma análise destes números e a exata origem dos sismos. Segundo (RUBINSTEIN; 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; ZOBACK, 2015).

### 3.2 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; CURRIE, 2015) realizou 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 3  $M_L$ , durante o período do fraturamento (8 dias).

Um segundo trabalho, realizado por (FRIBERG; BESANA-OSTMAN; 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<sub>L</sub>. 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 [qual é o adendo? Walsh et al.?(WALSH; ZOBACK, 2016) afirmam 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.

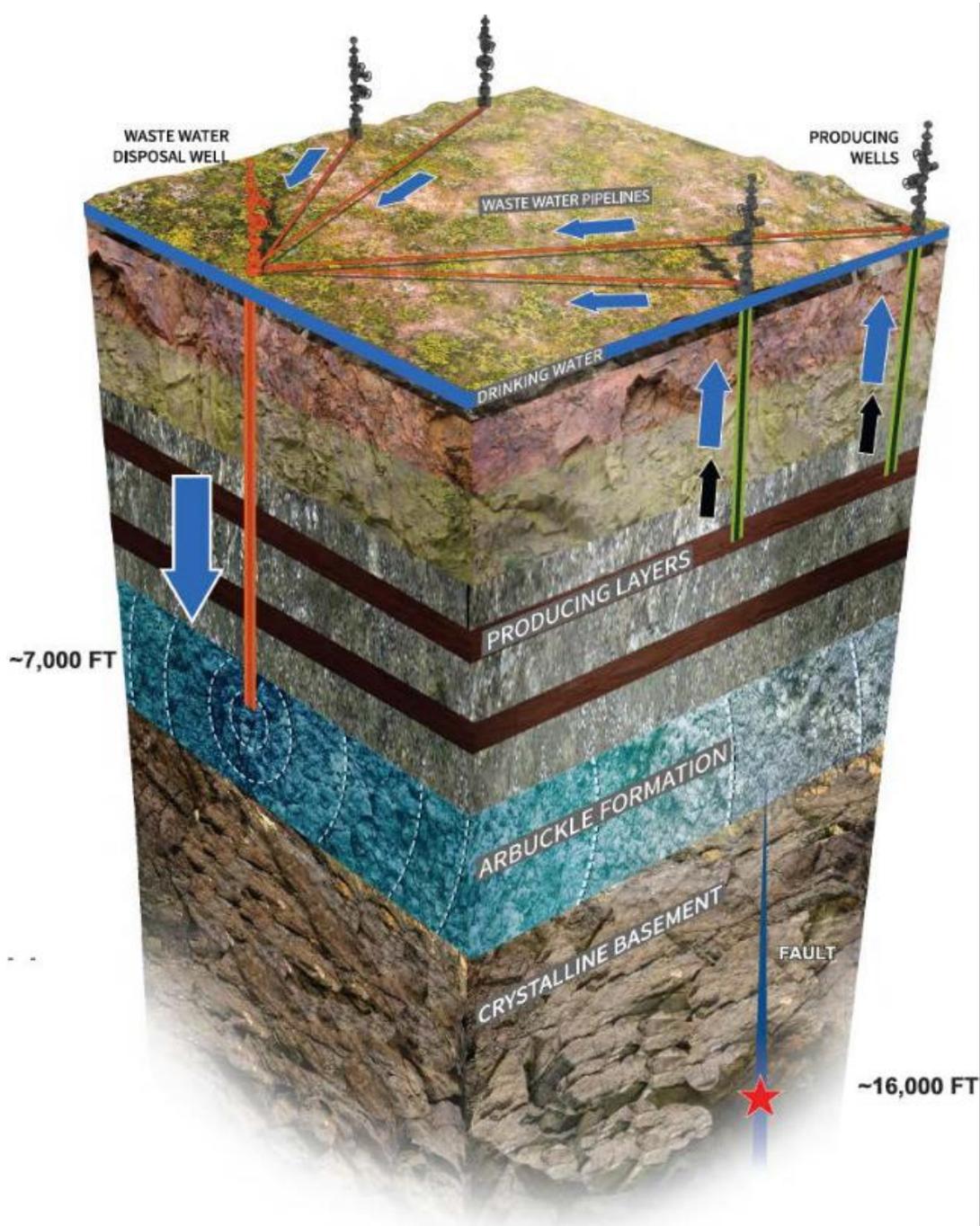


Figura 4: Ilustração da interação entre a injeção do fluido de fraturamento com a reativação de uma falha que está em contato com o escudo cristalino (ZOBACK; DOUGLAS J. ARENT, 2016)

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; 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; EATON, 2016; RUBINSTEIN; 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.

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.

---

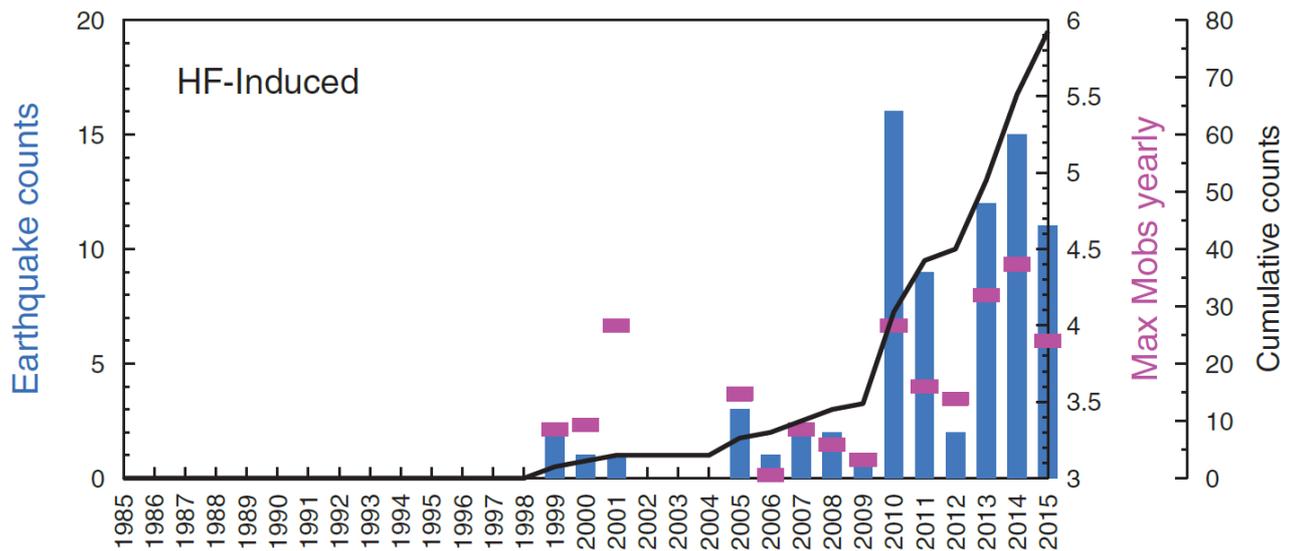


Figura 5: Gráfico da quantidade de sismos cumulativos (1985-2015) com valores de  $M_L \geq 3$  na WCSB a poços associados ao fraturamento hidráulico. (ATKINSON et al., 2016)

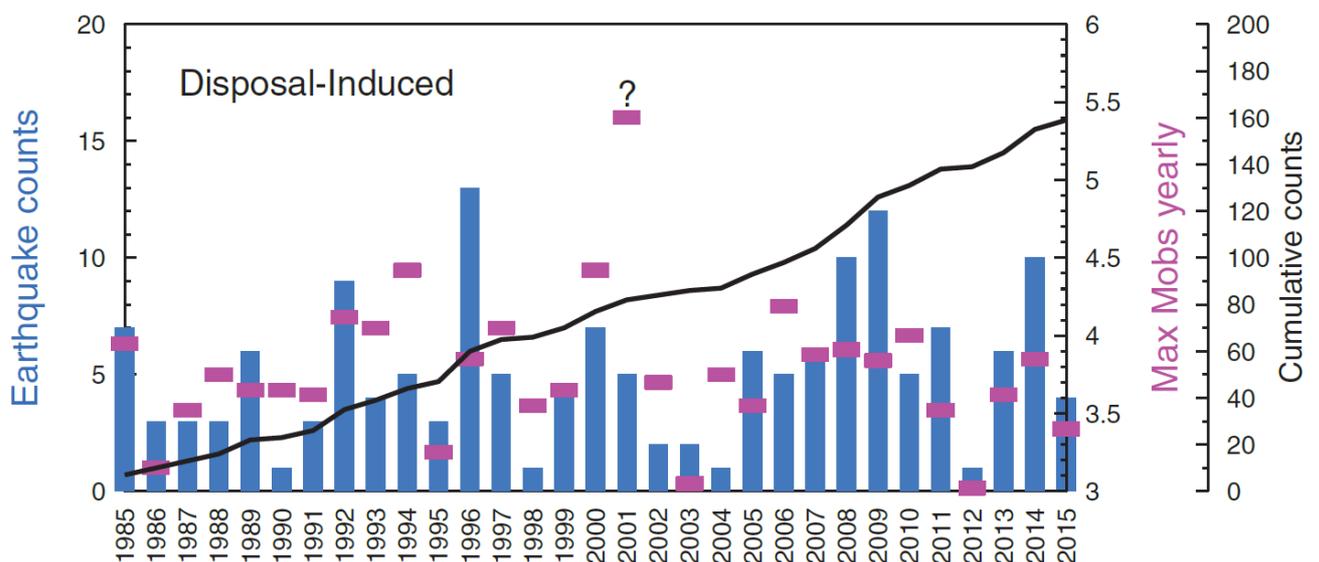


Figura 6: Gráfico da quantidade de sismos cumulativos (1985-2015) com valores de  $M_L \geq 3$  na WCSB a poços associados a poços de descarte de água. (ATKINSON et al., 2016)

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

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  $M_L \geq 3$ . Adaptado de.(ATKINSON et al., 2016)

### 3.3 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.

### 3.3.1 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; KOHLI, 2019b) afirma 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 (*strikee 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; KOHLI, 2019b). Para melhor elucidar tal questão, (LUND SNEE; 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.

### 3.3.2. Acompanhamento da Operação de Fraturamento

Durante a operação de fraturamento, o mapeamento da propagação de falhas é essencial, sendo o monitoramento microsísmico 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 chegadas das ondas compressoriais (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).

## **4. PROBLEMAS NA CIMENTAÇÃO E SUA RELAÇÃO COM A MIGRAÇÃO DE FLUIDOS**

### **4.1 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 vice-versa. 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 microfraturas 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).

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 micro-anulares é indicada em rosa.

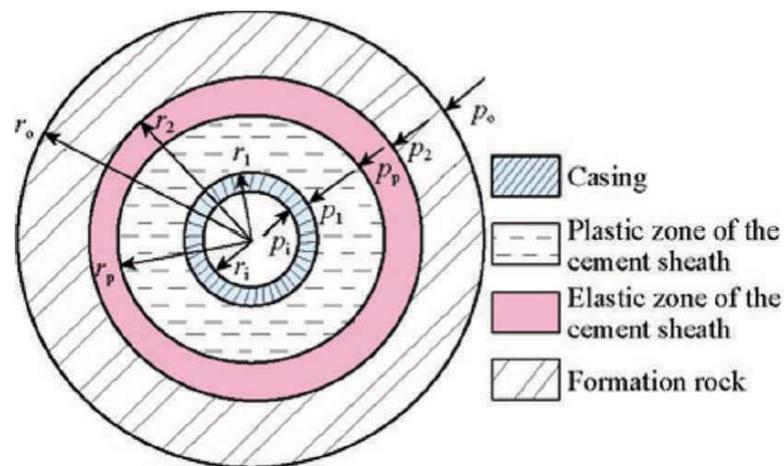


Figura 7 – Representação esquemática, em vista superior, da formação, bainha de cimento (com deformação elástica e plástica) e revestimento. (CHU et al., 2015)

Já as microfraturas 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 microfraturas iniciadas no canhoneio podem se propagar e criar caminhos para a migração de fluidos (XU et al., 2020). Na figura 8 abaixo, é mostrada a replicação de uma abertura criada por uma operação de canhoneio, em corte, com suas respectivas microfraturas capturadas utilizando a técnica de micro tomografia computadorizada.

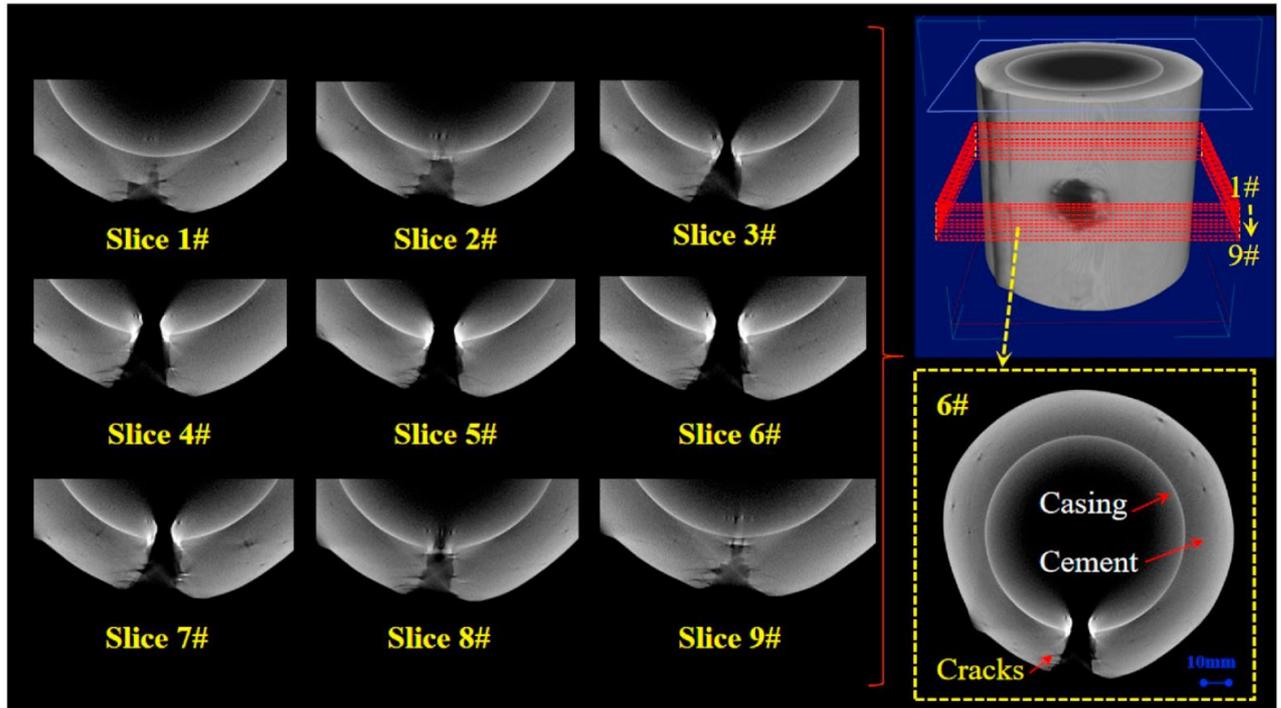


Figura 8 – Micro tomografia computadorizada, em corte, de um experimento envolvendo o canhoneio no sistema bainha de cimento e revestimento (YAN et al., 2020)

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; RAE; DRECCQ, 1990).

## 4.2 Estudos de Caso

### 4.2.1 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; 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%.

Estado	Ohio	Texas
<b>Período de Tempo Estudado (anos)</b>	26	16
<b>Números de Poços Produtores</b>	65.000	250.000
<b>Número de Casos Investigados</b>	185	211
<b>Relacionados a Locação</b>	0	0
<b>Relacionados a D&amp;C</b>	74	10

<b>Relacionados ao Fraturamento</b>	0	0
<b>Relacionados ao Período de Produção</b>	39	56
<b>Relacionados a poços abandonados</b>	41	30
<b>Relacionados a Poços de Descarte</b>	26	75
<b>Relacionados a P&amp;A</b>	5	1
<b>Causas não identificadas</b>	0	39

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

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.

#### 4.2.2 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 abaixo.

S/N	Well No.	TD/m	Length of horizontal section/m	Density of drilling fluids/(g cm <sup>-3</sup> )	Density of cement slurry/(g cm <sup>-3</sup> )		Rate of high-quality cementing in horizontal section
					Lead slurry	Tail slurry	
1	Wei 202H2-1	4370	1240	2.08	2.15	1.92	100.00%
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	100.00%
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%

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

### 4.3 Possíveis Soluções

Como uma das soluções mencionadas no estudo de caso do tópico 4.2.2, 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 CBL (*Cement Bond Logging*), 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.

#### 4.3.1 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; RAE; 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 *in-situ*. 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,

consequentemente 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.

## 5. 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 hidráulica e 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 microfaturas 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 CBL (*Cement Bond Logging*) 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.

## 6. REFERENCIAS

(ANP), A. N. DO P. G. N. E B. **Resolução ANP nº 21/2014**. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=269028>>.

(EPA), U. S. E. P. A. 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.

(MME), M. DE M. E E.; (ANP), A. N. DO P. G. N. E B. **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.

Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical. n. March, 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.

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.; E SILVA, G. F. B. L. Hydraulic fracturing proppants. **Ceramica**, v. 64, n. 370, p. 219–229, 2018.

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.

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.

GANDOSSO, 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.pdf. **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. 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, 1986a.

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](http://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. In: **Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity**. [s.l.] Cambridge University Press, 2019b. p. 407–441.