



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENG. QUIMICA  
CURSO DE ENG. DE PETRÓLEO**

**LUCAS ADERITO LEITÃO BOTELHO**

**EXPOSIÇÃO DOS RISCOS AMBIENTAIS ENVOLVIDOS EM OPERAÇÕES DE  
FRATURAMENTO HIDRAULICO**

**FORTALEZA**

**2017**

LUCAS ADERITO LEITÃO BOTELHO

EXPOSIÇÃO DOS RISCOS AMBIENTAIS ENVOLVIDOS EM OPERAÇÕES DE  
FRATURAMENTO HIDRAULICO

Trabalho de conclusão de curso (TCC)  
apresentado ao Programa de Graduação em  
Eng. De Petróleo da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
título de graduado em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Ms. Pedro Felipe Gadelha  
Silvino.

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

B762e Botelho, Lucas Aderito Leitão.

Exposição dos riscos ambientais envolvidos em operações de fraturamento hidráulico / Lucas Aderito Leitão Botelho. – 2017.

42 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino.

1. Fraturamento Hidráulico. 2. Exploração de Petróleo. 3. Meio Ambiente. 4. Riscos Ambientais. I. Título.  
CDD 665.5092

---

LUCAS ADERITO LEITÃO BOTELHO

EXPOSIÇÃO DOS RISCOS AMBIENTAIS ENVOLVIDOS EM OPERAÇÕES DE  
FRATURAMENTO HIDRAULICO

Trabalho de conclusão de curso (TCC)  
apresentado ao Programa de Graduação em  
Eng. De Petróleo da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
título de graduado em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: 19/07/2017.

BANCA EXAMINADORA

\_\_\_\_\_  
Prof. Ms. Pedro Filipe Gadelha Silvino (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

\_\_\_\_\_  
Engenheiro Igor De Mesquita Figueredo  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Francisco Anibal e Shirlene.

## **AGRADECIMENTOS**

À CAPES, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio durante o período que passei fazendo intercâmbio pelo programa Ciências sem Fronteiras.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Ms. Pedro Filipe, Prof. Dr. Vitor Ponte e ao Engenheiro Igor Figueredo pelo tempo e pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos colegas da turma de graduação, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas, em especial ao meu amigo Hedilberto.

A minha família que vem me dando suporte ao longo de toda minha vida para buscar meu objetivos pessoais e profissionais.

## RESUMO

As discussões que serão abordadas no corpo desse trabalho tiveram como principal intuito a descrição do processo de fraturamento hidráulico, de modo a dar suporte ao objetivo final do mesmo, que é de expor os riscos ambientais que podem ser ocasionados pela má utilização da técnica ou pela gestão desregrada dos órgãos regulamentadores. Será apresentado os objetivos e motivações que foram levados em consideração na escolha do tema junto com uma breve descrição dos efeitos do fraturamento hidráulico na vida produtiva dos campo de exploração de petróleo, das etapas de execução da técnica, das relações da fratura com as rochas e as orientações das tensões encontradas nas mesma e por fim será feita uma discussão sobre os efeitos negativos, ou seja, os riscos que a utilização dessa técnica traz para o meio ambiente e para a sociedade em geral. Pois como é de conhecimento público, nos países que essa técnica vem sendo utilizada, apesar dos ganhos monetários que essa técnica traz com o aumento da produção de hidrocarbonetos são muitos os prejuízos causados por ela ao meio ambiente, prejuízos esses que vão desde a contaminação de lençóis freáticos e das águas superficiais até mesmo a geração de abalos sísmicos ou terremotos nas regiões próximas aos campos de exploração.

**Palavras-chave:** Fraturamento Hidráulico. Exploração de Petróleo. Meio Ambiente. Riscos Ambientais.

## **ABSTRACT**

The discussions taken in the main body of this work had the aim of describing the hydraulic Fracture process, as to give support to its main objective, which was to expose the environmental risks involved that may happen if the technique is poorly executed or if it is not well regulated by the regulatory organ. There will be shown the objectives and motivations that were taken in account during the decision for this theme, all together with a brief description of the effects that fracking can have in the producing life of an oil exploration camp, the execution of the fracking technique, the relation between the fracture and the rocks and the orientation of the stress field inside of it, and in the end a discussion about the negative effects, it means, the environmental risks that are generated by the utilization of hydraulic fracture. It is of public knowledge that in the countries where this technique is being utilized, even though there is a big monetary gain that fracking brings with the increase of hydrocarbon production, many are the losses that it brings to the environment, that range from the contamination of ground water to the generation of earthquakes in the surrounding areas.

**Keywords:** Hydraulic Fracture. Petroleum exploration. Environment. Environmental Risks.



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	_ A produção de óleo no Estados Unidos de 2000 a 2015 (Eia, 2015) ...	15
<b>Figura 2</b>	_ O poço de Barmore em 1858 - foto do museu histórico de Darwin-Barker .....	17
<b>Figura 3</b>	_ Processo de Fraturamento Hidráulico (Al Granberg) .....	19
<b>Figura 4</b>	_ O conceito de aceleração da produção em zonas de alta permeabilidade (Economids, 3ª Edição) .....	19
<b>Figura 5</b>	_ O conceito de aceleração da produção em zonas de baixa permeabilidade (Economids, 3ª Edição) .....	20
<b>Figura 6</b>	_ Pressões internas de um reservatório (Stanford Online) .....	21
<b>Figura 7</b>	_ Orientação da fratura de acordo com a direção da menor tensão (EPT international) .....	23
<b>Figura 8</b>	_ Direção da fratura com relação ao Shmin (EPT International) .....	23
<b>Figura 9</b>	_ Melhor fratura para diferentes permeabilidades (R.H. Morales) .....	25
<b>Figura 10</b>	_ Poço perfurado horizontalmente (Vika Controls) .....	26
<b>Figura 11</b>	_ Múltiplas fraturas em poço horizontal (Vika Controls) .....	27
<b>Figura 12</b>	_ Modelo para fratura 2D e radial (Economids 3ª edição) .....	31
<b>Figura 13</b>	_ Estrutura simplificada de um reservatório (Leal, George 2014) .....	33
<b>Figura 14</b>	_ Risco de contaminação de lenções freáticos (eCycle) .....	36
<b>Figura 15</b>	_ Seção Geológica Modelo para Geologia de Santa Catarina (SCHEIBE ET AL., 2014) .....	37
<b>Figura 16</b>	_ Número cumulativo de terremotos entre 1970 e 2016 (USGS, 2016) ....	40

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

EIA	Energy Information Administration
SPE	Society of Petroleum Engineering
CONOMA	Conselho Nacional Do Meio Ambiente

## LISTA DE SÍMBOLOS

md	Milidarcy
Sv	Overburden
$S_{h_{min}}$	Tensão horizontal mínima
$S_{h_{max}}$	Tensão horizontal máxima
Pp	Pressão de poros
UCS	Rock Strength
dp	Derivada da pressão
$\mu$	Viscosidade
$\Delta t$	Variação do tempo

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	14
<b>1.1</b>	<b>Objetivo</b> .....	14
<b>1.2</b>	<b>Justificativa</b> .....	14
<b>1.3</b>	<b>Estrutura</b> .....	16
<b>2</b>	<b>FRATURAMENTO HIDRÁULICO</b> .....	17
<b>2.1</b>	<b>Histórico</b> .....	17
<b>2.2</b>	<b>Objetivo do Fraturamento Hidráulico</b> .....	18
<b>2.3</b>	<b>A Geomecânica do Fraturamento Hidráulico</b> .....	21
<b>2.4</b>	<b>As etapas do Fraturamento Hidráulico</b> .....	26
<b>2.5</b>	<b>As relações de pressão</b> .....	28
<b>3</b>	<b>RISCOS AMBIENTAIS</b> .....	34
<b>3.1</b>	<b>Contaminação dos Lençóis Freáticos</b> .....	35
<b>3.2</b>	<b>Despejo do Fluido de Fraturamento</b> .....	38
<b>3.3</b>	<b>O Fraturamento Associado as Atividades Sísmicas</b> .....	40
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	41
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	43

## 1 - INTRODUÇÃO

### 1.1. Objetivo

Este trabalho tem como finalidade o estudo dos riscos ambientais envolvidos em operações de fraturamento hidráulico, passando por uma revisão dos principais pontos do processo de fraturamento propriamente dito e das consequências que ele gera na vida produtiva do poço.

Porém o foco desse trabalho será mostra quais as consequências negativas que são geradas para o meio ambiente e as comunidades que vivem no entorno dos campos de exploração de petróleo, caso as questões ambientais sejam negligenciadas durante o planejamento e a execução da fratura nas rochas dos reservatórios de exploração de petróleo.

### 1.2. Justificativa

Esse tema tem sido muito discutido, levando em conta a sua importância para o cenário atual da exploração do petróleo em um aspecto mundial, pois como é de amplo conhecimento, vivemos um período de crise da indústria petrolífera onde a demanda por novas fontes de energias, como as energias renováveis, vem crescendo rapidamente. Com isso tem-se a necessidade de redução dos custos ao máximo para que a exploração dos campos seja competitiva ao longo prazo, na disputa com essas novas fontes. Tornando inaceitável gastos com multas e recuperação de áreas afetadas pela má realização de processos que podem vir a causar um efeito negativo no meio ambiente.

Ressalta-se a crescente utilização da técnica de Fraturamento hidráulico, principalmente no Estados Unidos da América, o qual nos últimos anos vem incrementando a produção dos poços que se encontram em campos de reservas não convencionais *Shale Gas, oil Shale e tight oil (Eia, 2015)*.

Com o declínio da produção de óleo no início dos anos 2000 nos Estados Unidos, a indústria se via com necessidade de encontrar novas reservas e voltar aos seus patamares de produção de óleo anteriores, porém a descoberta de reservas convencionais era cada vez mais escassa e não supria as necessidades de produção. Foi então que em 2009 a técnica *fracking* do inglês ou fraturamento

hidráulico em português, que já era conhecida porém pouco utilizada, gerou uma revolução na indústria de óleo e gás, pois tornou viável a exploração das estruturas de *shales*, vindo a produzir o *shales Gas* que é hoje responsável pela maior parte da produção de hidrocarbonetos do país, de acordo com *U.S. Energy Information Administration (eia)*, como pode ser visto no gráfico abaixo (Gráfico 1):

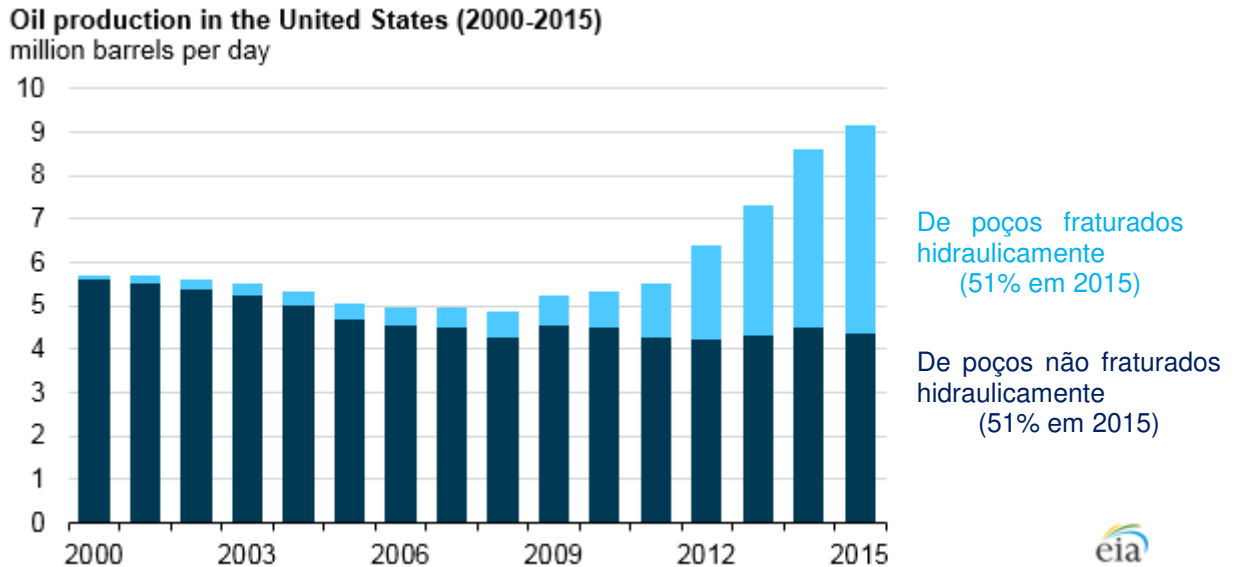


Figura 1: A produção de óleo nos Estados Unidos de 2000 a 2015 (Eia, 2015)

Como se pode ver claramente no gráfico a produção convencional de óleo nos Estados Unidos vinha sofrendo um declínio desde do início dos anos 2000, e que nesse mesmo período a produção de óleo derivada de operações de fraturamento hidráulico eram irrisórias comparado ao montante total, sendo responsável por apenas 102.000 barris de óleo por dia (b/d), ou menos que 2% do total. Porém, como estratégia para superar o declínio da produção de hidrocarbonetos a técnica de *fracking* começou a ser usada em larga escala entre os anos 2008 e 2009, e advindo desse aumento da utilização da técnica, nos anos 2015 ela já era responsável pela produção de 4.3 milhões b/d, ou 51% de todo os hidrocarbonetos produzido pelos estados unidos.

### 1.3. Estrutura

O trabalho consiste de um resumo bibliográfico, com a utilização referências, tais como: livros, artigos e teses. O projeto será composto, resumidamente, pelas seguintes atividades:

- 1- Introdução: uma breve introdução onde está exposto o objetivo e as justificativas pelas quais esse trabalho está sendo feita.
- 2- Fundamentação Teórica: Operação de fraturamento hidráulico (breve histórico, princípios do fraturamento hidráulico, descrição da operação e aplicações, fatores que influenciam o fraturamento hidráulico)
- 3- Exposição dos riscos ambientais: Os riscos ao meio ambiente (uma discussão sobre os principais riscos ao meio ambiente e as pessoas que vivem ao redor dos campos de exploração onde está acontecendo os processos de fraturamento hidráulico)
- 4- Conclusão (um breve consolidado sobre tudo que foi abordado no corpo do trabalho)

## 2 - FRATURAMENTO HIDRÁULICO

### 2.1. Histórico



*Figura 2: O poço de Barmore em 1858 - foto do museu histórico de Darwin-Barker*

Para um melhor entendimento sobre o assunto é importante que seja feita uma breve introdução de como se desenvolveu historicamente o processo de fraturamento utilizado na exploração de campos de petróleo. Essa técnica foi utilizado pela primeira vez durante a exploração do campo de *Canadaway Creek* em Nova Iorque, no ano de 1857, onde o explorador Preston Barmore despejou pólvora dentro de um poço e em seguida despojou ferro derretido, o que ocasionou uma explosão e, conseqüentemente, o fraturamento da rocha reservatório, aumentando assim o fluxo de óleo advindo do poço (Quentin, 2013).

Porém essa técnica não era confiável pois gerava uma grande coluna de sedimentos e óleo que eram expelidos dos poços logo após a explosão. Alguns anos após a experiência de Preston Barmore, em 1865, os irmãos Roberts começaram a utilizar uma coluna de água para amortecer a explosão e com isso evitar que fossem expelidas grandes quantidades de sedimentos e óleo gerados pela explosão. Foram eles também os primeiros a substituírem o uso da pólvora pela nitroglicerina



(Quentin, 2013).

Foi apenas em 1940 que surgiu pela primeira vez o termo “fraturamento hidráulico” ou *hydrafraking*, que consiste basicamente em fraturar a formação rochosa através do uso da pressão hidráulica. Floyd Farris, na época funcionário da Stanolind Oil, foi quem que utilizou esse processo pela primeira vez no campo de exploração de Hugoton, Kansas. Utilizando uma mistura de napalm, gasolina, ácido nafténico e areia como fluido de fraturamento (Quentin, 2013).

Foi esse o ponto de partida para o que é tão utilizado atualmente, processo de fraturamento hidráulico. Que foi o principal responsável pelo grande pico de produção vivido pelos Estados Unidos da America nos anos mais recente com a exploração das formações de *shales* (Quentin, 2013).

O atual estágio de desenvolvimento das técnicas de estimulação de poços através do fraturamento hidráulico faz com que esta seja a segunda maior operação na indústria do petróleo, perdendo apenas para a perfuração de poços (Quentin, 2013).

## **2.2. Objetivo do Fraturamento Hidráulico**

Nesta subseção será dado foco ao processo de fraturamento hidráulico propriamente dito, que como foi exposto acima, utiliza a pressão hidráulica exercida por um líquido sobre a formação rochosa para causar uma fratura na mesma, com o objetivo de aumentar a produção de óleo naquele poço em específico no qual o procedimento é realizado, veja Figura 2.

O entendimento sobre o efeito que esse procedimento tem no ciclo produtivo do petróleo, está diretamente relacionado em como uma fratura afeta os resultados obtidos em um poço localizado em um reservatório de baixa permeabilidade e um poço localizado em um reservatório de alta permeabilidade. Quando é feita a comparação entre essas duas situações distintas, podemos notar claramente qual será o efeito causado pelo Fraturamento Hidráulico no ciclo de produção de um campo, e que muitas vezes a produção não seria viável economicamente sem a utilização desse método.

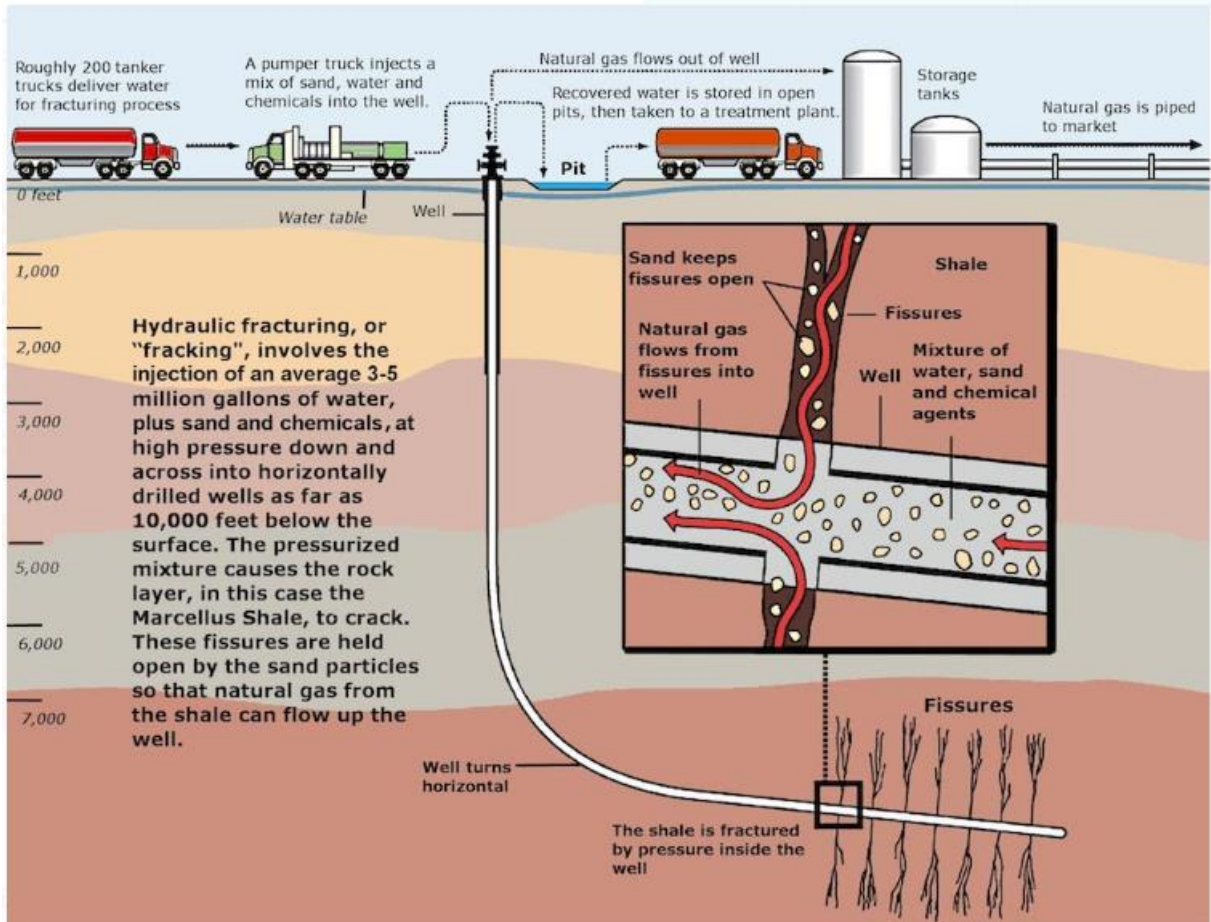


Figura 3: Processo de Fraturamento Hidráulico (Al Granberg, 2014)

Em reservatórios de alta permeabilidade, que seriam reservatórios de óleo com permeabilidade em torno de 50 md ou de gás com permeabilidade em torno de 1 md, o efeito do Fraturamento hidráulico sobre a produção de óleo não é tão notável, ver Figura 3 (Economids, 2003).

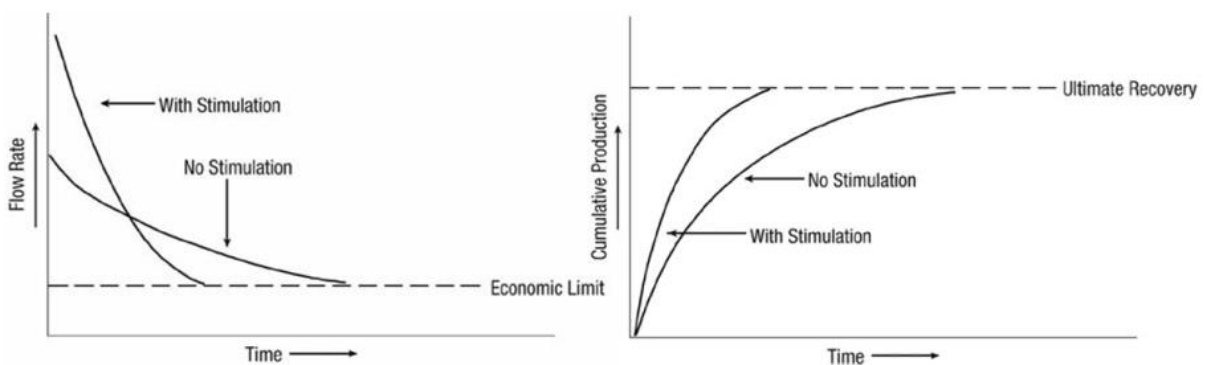


Figura 4: O conceito de aceleração da produção em zonas de alta permeabilidade (Economids, 2013)

Ao analisarmos a curva de produção antes e depois da operação de fraturamento hidráulico, em zonas de alta permeabilidade, vemos que o principal efeito obtido foi o alcance do limite de produção com uma velocidade mais rápida. Querendo dizer com isso, que foi possível exaurir as reservas economicamente viáveis de se explorar desse poço mais rapidamente do que seria possível sem a utilização da técnica. Porém o volume do óleo que foi retirado do reservatório não sofreu um aumento relevante (Economids, 2013).

Já quando esse procedimento é realizado em poços localizados em baixa permeabilidade, que seriam poços de óleo localizados em reservatórios com permeabilidade abaixo de 1 md ou poços de gás localizados em reservatórios com permeabilidade menor que 0,01 md, os efeitos do fraturamento hidráulico na curva de produção desse poço é afetada drasticamente (ver figura 4).

Daí surge a importância dessa atividade na vida produtiva dos novos campos de exploração, pois a cada nova descoberta de campos, as situações são mais extremas, seja por os reservatórios estarem localizados em zonas de maiores profundidades, e conseqüentemente com maiores pressões de fundo de poço e permeabilidade mais baixas, ou seja, por permitir a exploração de zonas que anteriormente não se podia explorar pois não seriam viavelmente econômicas.

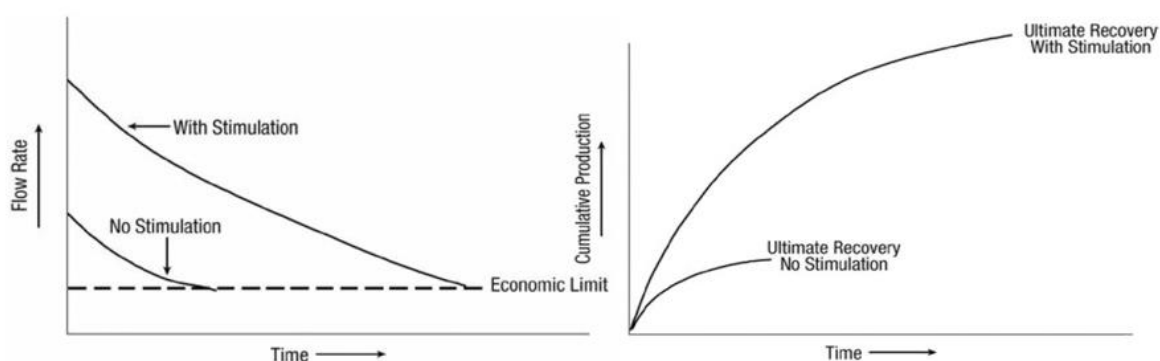


Figura 5: O conceito de aceleração da produção em zonas de baixa permeabilidade (Economids, 2013)

Ao ser feita a análise das curvas de produção dos poços localizados em zonas de baixa permeabilidade, antes e depois da operação de fraturamento hidráulico, notasse que diferentemente da situação de alta permeabilidade, nessa situação onde os poços se encontram em regiões de baixa permeabilidade o ganho de produção é mais elevado. Antes o principal fator que era possível se observar era a retirada mais rápida do óleo do reservatório, sem muito impacto no volume de

retirado. Agora na situação de reservatórios de baixa permeabilidade, onde tanto o óleo é extraído com uma maior taxa de retirada como ele é retirado por um tempo maior, implica-se que é possível retirar volumes de óleo muito maiores. Sendo esse na maioria esmagadora das vezes o fator limitante entre a exploração de um campo ser rentável ou não. (Economids, 2013)

### 2.3. A Geomecânica do Fraturamento Hidráulico

Uma vez que foi demonstrado como é o comportamento das curvas de produção em diferentes zonas pós-fraturadas, o próximo passo é entender como vai ocorrer o crescimento da fratura em diferentes zonas de tensão.

Para o entendimento de em qual sentido a fratura irá se propagar, é preciso entender como se comporta as pressões internas de uma formação, ou as tensões as quais estão submetidas cada porção de um reservatório, ou seja, entender a geomecânica dos reservatórios.

Existem muitas pressões/tensões que estão presentes no interior de uma formação, abaixo (Figura 5) estão relacionados os principais tipos:

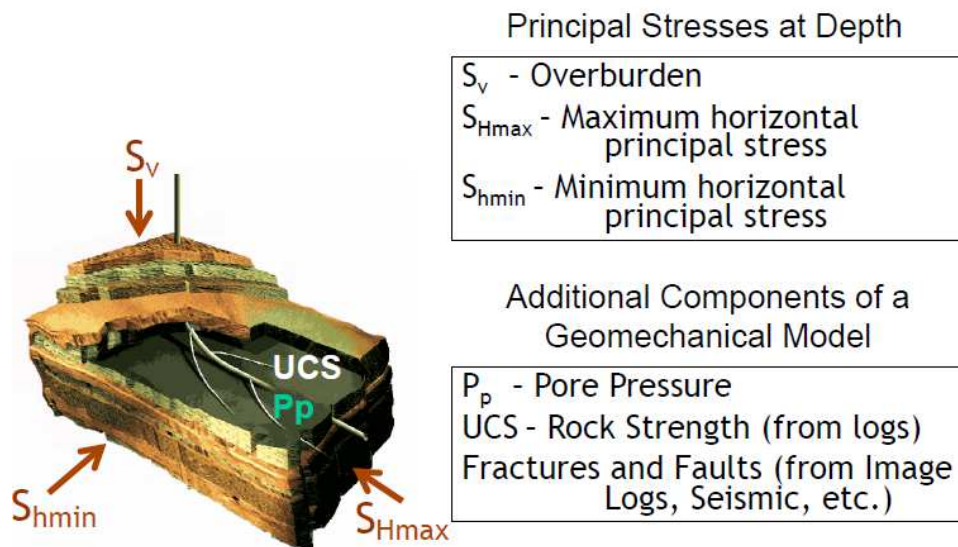


Figura 6: Pressões internas de um reservatório (Stanford Online)

As principais tensões que uma formação sofre a uma certa profundidade são: *Overburden* ( $S_v$ ) que é a pressão exercida pelo “peso” que a formação que está acima daquela profundidade exerce, a máxima tensão horizontal ( $S_{Hmax}$ ) que é o maior valor de tensão que será encontrada dentro da formação, a mínima tensão

horizontal ( $S_{hmin}$ ) que é o menor valor de tensão que vamos encontrar dentro da formação, a pressão de poros ( $P_p$ ) que é a pressão exercida pelo líquido que está presente nos espaços vazios (poros) da formação e por fim o Rock Strength (UCS) que é a pressão necessária para fraturar aquela rocha em específico (não confundir com a pressão necessária para fraturar a formação) (Zoback, 2007).

Todas essas informações são informações básicas, necessárias durante a operação de fraturamento hidráulico (e também durante todas as fases de criação de um campo de exploração de óleo), correspondendo ao mínimo necessário para possibilitar a modelagem que será feita antes da perfuração do poço. Isso define quantas fases esse poço terá que ter a certa profundidade, qual deve ser a pressão exercida pelo fluido de perfuração durante as operações de perfuração para prevenir *kicks* e *blow outs*, e qual o ângulo de inclinação que a perfuração deve ser exercida para que não ocorram *plugs* da broca ou entupimento do anulo quando arrasta-se o cascalho até a superfície. Posteriormente, essas informações são importantes para definir a pressão que o fluido de fraturamento terá que exercer na formação para criar uma fratura na região desejada, e para modelar/prever como essa fratura vai estar localizada dentro do reservatório, ou seja, qual o sentido que a mesma vai se propagar dentre outras informações necessárias para essas operações (Zoback, 2007).

Portanto, é necessário o entendimento de como a fratura vai se comportar em relação as tensões encontradas na formação. Segundo Zoback, 2007, a fratura sempre vai se orientar na direção perpendicular à direção da menor tensão encontrada na formação, ou seja, se a menor tensão foi o *overburden* vamos ter uma fratura orientada perpendicularmente a direção vertical, então ela vai ser uma fratura horizontal, esse caso não é muito comum, pois na maioria das vezes ocorre em reservatórios de muito baixa profundidade, que não são recorrentes atualmente. Porém se a menor tensão encontrada no reservatório for a mínima tensão horizontal, então a fratura será vertical orientada perpendicularmente a direção da menor tensão horizontal, as duas situações estão descritas nas figuras abaixo (Figura 6) para melhor visualização.

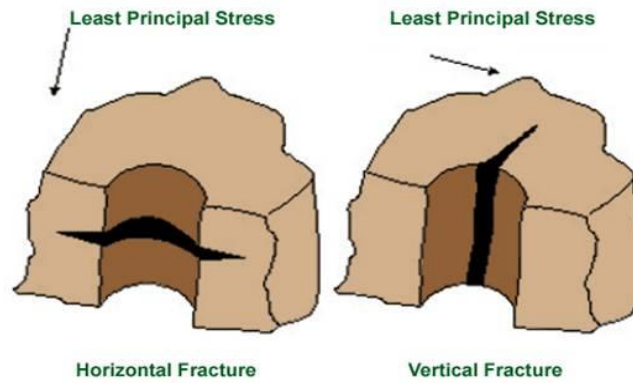


Figura 7: Orientação da fratura de acordo com a direção da menor tensão (EPT internacional, 2015)

Além disso é muito importante o entendimento de como a fratura vai se comportar quando a mínima tensão horizontal for a menor tensão encontrada na formação. Dependendo da orientação que o poço for perfurado em relação a direção da menor tensão horizontal, a fratura ocorrerá de uma forma diferente variando de diversas maneiras entre totalmente longitudinal com o poço até totalmente transversal a ele, como podemos ver na Figura 7 (Zoback, 2017):

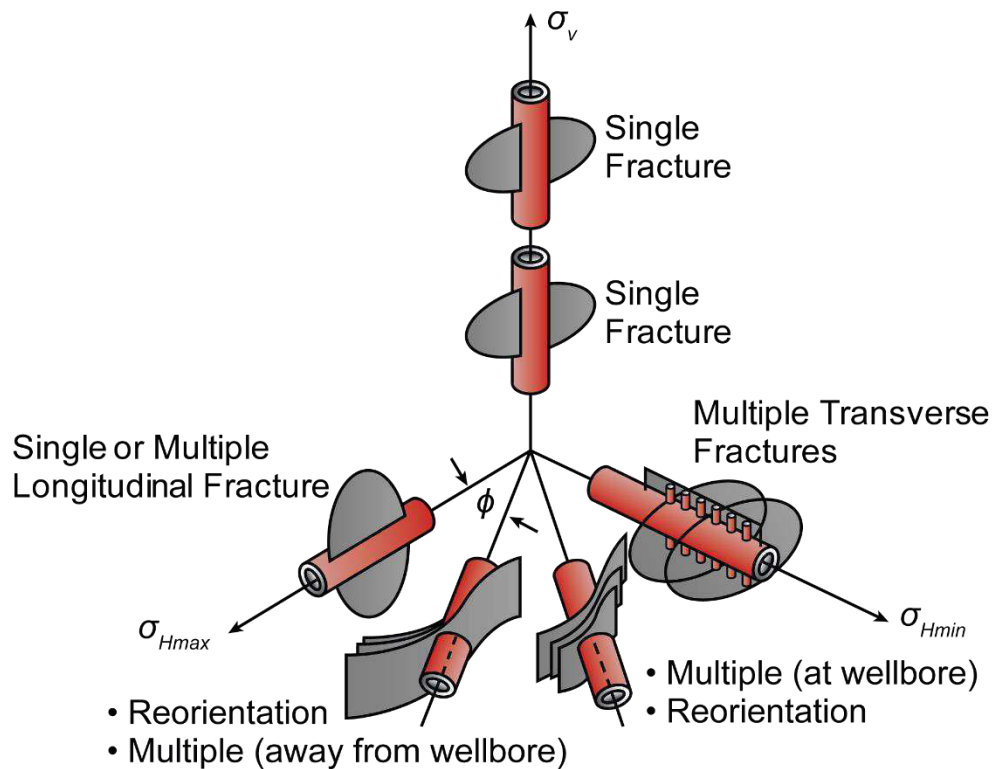


Figura 8: Direção da fratura com relação ao  $S_{hmin}$  (EPT Internacional, 2015)

A Figura 7 apresenta uma ótima visualização do comportamento das fraturas em relação ao ângulo que o *wellpath* faz com a direção da mínima tensão horizontal. Esse fator que deve ser levado em consideração durante o planejamento de perfuração do poço, quando já existem planos de se fazer posteriormente uma operação de fraturamento hidráulico no mesmo.

Agora que já foi apresentado como a fratura vai ocorrer de acordo com as orientações geomecânicas do reservatório, é prudente voltar a abordar o tema de poços localizados em reservatórios de alta permeabilidade e de baixa permeabilidade, de acordo com os parâmetros que já descritos anteriormente nesse trabalho. É importante saber qual o formato que a fratura deve ter para que favoreça a recuperação de fluidos nas diferentes características de baixa ou alta permeabilidade.

Para garantir o bom entendimento do leitor nessa sessão será utilizado um exemplo que está descrito no livro Economides, 2013. Esse exemplo compara o regime de escoamento do óleo dentro do reservatório com a relação entre trânsito e a largura das rodovias.

O exemplo vai ser adaptado à realidade brasileira, mais especificamente à capital cearense, Fortaleza, e a algumas cidades do interior do estado do Ceará. A relação que é feita é a seguinte: imagina-se um reservatório com alta permeabilidade como sendo uma grande cidade como Fortaleza, onde temos uma grande rede de ruas interligadas com grande fluxo de carros, e que a fratura seja uma avenida bem larga que vai receber esse fluxo de carros das ruas pequenas e vai canalizar até um destino único, pode-se usar como exemplo a Avenida Washington Soares localizada na cidade de Fortaleza, que é uma avenida com muitas linhas de trânsito que são necessárias para receber o intenso fluxo de carros de todas as avenidas e ruas menores que estão ao seu redor. Sendo assim a Avenida Washington Soares será a fratura neste exemplo de reservatório de alta permeabilidade, pois ela terá a função de drenar um alto fluxo de carros (ou no caso da fratura, alto fluxo de óleo) que estará densamente localizado em seus entornos. Agora tente imaginar que você precisa ligar duas cidades do interior do estado, como por exemplo Aratuba (que se localiza na serra de Baturité) e Canindé (que está localizado no sertão central), a área entre essas duas cidades é pouco povoada sendo caracterizadas por pequenas comunidades distante uma das outras, com uma pequena rede de estradas, que na sua maioria são estradas carroçeis e que tem um

fluxo muito baixo de carros. Então na teoria é de se imaginar que não é necessário que a rodovia que liga essas duas cidades seja tão larga como a avenida Washington Soares, como na pratica a CE 257 (que é a rodovia que liga as duas cidades) é uma rodovia estreita e longa. Nesse caso, a região entre Aratuba e Canindé representa o reservatório de baixa permeabilidade com poros pouco interligados e distantes uns dos outros, e a CE 257 representa a fratura que é longa e estreita com o intuito de drenar grandes áreas de baixo fluxo.

Resumindo, uma fratura em reservatórios com grande permeabilidade precisa ser larga e curta, com a função de direcionar o alto fluxo de óleo que está no entorno do poço, enquanto que as fraturas em reservatórios de baixa permeabilidade precisam ser longas e estreitas, com a função de drenar a maior área de reservatório possível e promover uma interligação entre poros não interligados e o poço. Como exemplificado na imagem abaixo (Figura 8):

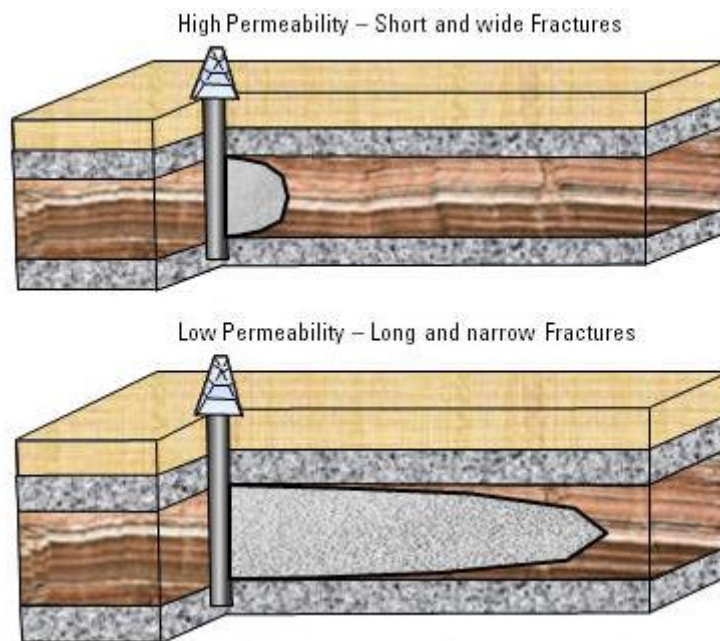


Figura 9: Melhor fratura para diferentes permeabilidades (R.H. Morales)

Outro ponto importante sobre as tensões que agem sobre as formações é que são eles que determinam a pressão a qual o fluido deve ser bombeado para que a fratura ocorra, e também são eles que delimitam os valores limites de pressão para que não ocorra o crescimento da fratura para regiões indesejadas (Economids, 2013). Esse assunto será abordado de forma mais detalha nos tópicos a frente.



## 2.4. Etapas do fraturamento hidráulico

Já foram apresentados nesse trabalho quais as vantagens do processo de fraturamento hidráulico e como a fratura vai crescer dentro do reservatório, nesse tópico será demonstrado como essa técnica é realizada.

Como muito já foi exposto acima, esse processo é realizado através do bombeamento de um fluido constituído basicamente de água e propante, que sobre altas pressões cria uma fratura no interior das formações. Porém em qual momento da vida poço e quais são as etapas necessárias para a realização dessa técnica ainda não foram apresentado nesse trabalho.

A principal motivação para a utilização do fraturamento hidráulico é a retirada do gás de *shale*, que está localizado nas *shales formations*. O que não foi falado é que geralmente essas formações estão localizadas em grandes profundidades e que para perfurar esses reservatórios uma técnica específica de perfuração é necessária, que é a perfuração horizontal. Esse tipo de perfuração apresenta diversas vantagens em comparação a perfuração vertical, pelo fato de ela ser realizada horizontalmente dentro do reservatório é possível que um único poço drene grandes áreas de reservatórios. Além de que é possível a perfuração de diversos poços a partir de um único ponto na superfície, diminuindo assim os danos ambientais. Então é partindo de um poço horizontal localizado em uma zona de *shales formation* que o processo de fraturamento hidráulico geralmente é realizado, e apenas após o poço está totalmente perfurado e a última camada de *casing* é cimentada no local que é dado início a esse procedimento, como pode-se ver na Figura 9 (Vika Controls, 2015).



Figura 10: Poço perfurado horizontalmente (Vika Controls, 2015)

Na Figura 9 está representado um poço perfurando horizontalmente e que será o ponto de partida para a criação da fratura na formação. O primeiro passo para a execução do fraturamento hidráulico é a criação de uma conexão entre o interior do poço e o reservatório, para isso é descida uma ferramenta carregada com explosivos que serão acionados da superfície. Uma vez detonados eles irão criar várias perfurações que passarão pelas camadas de tubo e cimento até a zona de reservatório. Assim que essa conexão é realizada a ferramenta ou canhão, como também é chamado, é retirado do poço e só então fluido é bombeado e pressurizado para a criação da fratura. Após a primeira fratura ser realizada um *plug* é descido no poço e fixado logo antes de onde a fratura foi realizada e então o processo é realizado novamente, um canhão é descido, as conexões entre o interior do poço e a formação é realizada, fluido é bombeado e pressurizado para a realização da fratura, e esse processo pode ser realizado por quilômetros de poço. Como demonstrado na Figura 10 (Vika Controls, 2015).



*Figura 11: Múltiplas fraturas em poço horizontal (Vika Controls, 2015)*

Após todo esse processo de estimulação ser realizado, os *plugs* são perfurados e o poço é colocado em produção. No início da produção cerca de 15 % a 50 % do fluido que foi utilizado no processo de fraturamento é recuperado para ser reutilizado ou dispensado de maneira adequada, o restante do fluido será produzido nos primeiros dias de operação do poço. Mas a frente será discutido os danos que o meio ambiente está sujeito caso o despejo desse fluido não seja feito corretamente.

## 2.5. As relações de pressão

Segundo Economids, 2013, os registros de como as pressões, tanto de fundo de poço como de cabeça de poço, se comportavam sempre foi realizado por questões de segurança, porém não se tinha um aprofundamento entre a relação dessas pressões com o crescimento e a forma das fraturas. Foi apenas em 1958 no qual um estudo mais aprofundado por Godbey and Hodges notaram essa relação, e concluíram:

“the observation of both wellhead and bottomhole pressures is necessary to a complete understanding and possible improvement of this process.” Godbey and Hodges (1958)

Apenas após esses estudos que as relações entre as pressões e o crescimento das fraturas começaram a se tornar mais claras e com o isso foi iniciada a criação de modelos bidimensionais para as fraturas. Esses modelos tinham como principal intuito relacionar a largura da fratura com relação a *Net Pressure*, que é a diferença entre a pressão de fundo de poço e a pressão exercida pela menor tensão na formação (Economids, 2013).

Para o entendimento de como as pressões se relacionam com o crescimento da fratura, é preciso entender três relações básicas que estão presentes durante uma operação de Fraturamento Hidráulico, que serão expostos abaixo.

A primeira é o fluxo de fluido dentro da fratura, que é representado pela equação (1), onde entendesse uma fratura como um canal no qual a área de escoamento está sempre variando com a largura, no seu comprimento e altura. E com isso temos que os gradientes de pressão localizadas dentro da fratura vão depender diretamente da velocidade do fluxo, da reologia do fluido de fraturamento e da largura da fratura.

$$\frac{dp}{dx} \propto \frac{K}{w^{1+2n}} \left( \frac{qi}{hf} \right)^n \quad (1).$$

- $\frac{dp}{dx}$  é distribuição de pressão dentro da fratura

- $K$  é um parâmetro da reologia dos fluidos, que no caso especial do fluido newtoniano é igual a  $\mu$  (viscosidade do fluido).
- $n$  assim como o  $K$  é um parâmetro da reologia dos fluidos, que no caso especial do fluido newtoniano  $n=1$ .
- $q_i$  é a taxa de injeção de fluido de fraturamento.
- $h_f$  é a altura da fratura.
- $w$  é a largura média na fratura.

A segunda relação, que é o balanço de massa durante a operação de fraturamento, nesse momento com o intuito de simplificar o entendimento será considerado que o fluido de fraturamento, seja ele a base de água ou de óleo, será um fluido incompressível. Mas é sempre bom ter em mente que essa afirmação não é inteiramente correta principalmente no caso de fluidos de fraturamento que são espumados (Economids, 2013).

Na consideração do balanço de massa é importante lembrar que durante a operação de fraturamento hidráulico não é apenas o fluido de fraturamento que é bombeado para dentro do poço, mas sim uma mistura de fluido com propante. Isso é válido pois o propante tem importância fundamental para evitar que a fratura se feche por completo após o procedimento ser realizado.

O propante de maneira simplificada é uma areia, que é selecionada dentro de certo padrão de granulação, que tem por objetivo manter a fratura aberta e promover dentro da fratura uma zona de maior permeabilidade na rocha reservatório por onde o óleo vai poder fluir “livremente” até o poço. Atualmente existem muitas variações de propante, no que diz respeito a granulação, empacotamento e resistência a pressão, onde empresas tem investido milhões de milhões em estudo e desenvolvimento de novos materiais, mais resistentes a situações extremas de pressão e temperatura, pois é de amplo conhecimento que cada vez mais o petróleo está sendo explorado em maiores profundidades onde as pressões são extremamente severas e apenas a área comum não conseguiria gerar um ambiente propício a produção do petróleo dada tais condições.

Agora que é sabido o que é injetado dentro de uma fratura durante a operação de fraturamento hidráulico, serão apresentados quais os três principais momentos que ocorrem durante esse procedimento.

Para isso o processo de fraturamento hidráulico é dividido em período de bombeamento, período de *shut-in* e período de encerramento da operação ou do inglês *closure*.

Durante o processo de bombeamento, fluido é bombeado para dentro do poço a alta pressão promovendo uma fratura na rocha e então essa fratura se propaga na formação. Durante essa operação uma parte do fluido vai se perder para as áreas adjacentes a fratura, então do volume inicial ( $V_i$ ) de fluido bombeado para dentro da formação um parte do fluido vai ser perdido para a formação que é o fluido perdido durante o bombeamento ( $V_{lp}$ ), com isso temos que o volume da fratura ao final do bombeamento ( $V_{fp}$ ) vai ser igual ao volume de fluido injetado menos o volume de fluido perdido para a formação.

Já durante o período de *shut-in* que é o período logo após o fim do bombeamento, quando o poço é fechado e permanece fechado durante um determinado tempo. Nesse período o poço se encontra na condição logo após o fim do período de bombeamento, ou seja, o volume inicial nesse momento é de  $V_{fp}$ , e que agora fluido continuará sendo perdido para a formação durante o tempo em que o poço permanece fechado ( $\Delta t$ ). Então, o volume em um ponto no tempo após o fechamento do poço ( $V_f(\Delta t)$ ) vai ser igual ao volume inicial no momento de fechamento ( $V_{fp}$ ) menos o volume de fluido perdido para formação nesse mesmo ponto no tempo ( $V_{Ls}(\Delta t)$ ). Basicamente o período de *shut-in* têm a função de estabilizar a operação de fraturamento hidráulico, dando ao poço o tempo suficiente para que todo o excesso de fluido que esteja dentro da fratura seja dispersado para os arredores da formação e a fratura possa atingir sua forma final.

Nesse momento o poço chegou no que é chamado de ponto de *closure* onde a operação de fraturamento vai ser encerrada e o poço vai ser colocado em produção. Nesse momento todo o fluido de fraturamento vai ter sido expulso de dentro da fratura e a única coisa que vai restar impedindo a fratura de se fechar completamente é o propante. Então, conclui-se que nesse momento o volume final da fratura ( $V_f(\Delta t)$ ) vai ser igual ao volume de propante ( $V_{prop}$ ) que foi bombeado juntamente com a fluido, com isso, a equação a seguir (equação 2) define como são as relações de balanço de massa durante a criação da fratura.

$$V_i - V_{prop} = V_{lp} + V_{Ls}(\Delta t_c) \quad (2)$$

É ainda importante reforçar que se a operação de fraturamento fosse realizada sem nenhum propante sendo bombeado juntamente com o fluido de fraturamento, no período de “shut-in”, dado tempo suficiente todo o fluido seria expulso de dentro da fratura e o volume final da fratura seria igual a zero. Essa é a importância fundamental do propante para manter a fratura aberta e promover uma região de maior permeabilidade onde os fluidos que vão ser produzidos possam ser preferencialmente canalizado desde a formação até o interior do poço.

A última relação a ser representada aqui é a relação da deformação elástica das rochas com relação a pressão de bombeamento dos fluidos. Modelos matemáticos são utilizados para medir a largura de uma fratura através das relações de fluxo de fluido e de balanço de massa que já foram definidos anteriormente. Será apresentada essa relação para dois modelos, o primeiro modelo é um modelo 2D que leva em consideração que uma das dimensões da fratura é infinita enquanto que a outra é finita, de extensão “d”. E o outro modelo é um modelo circular que representa a fratura em um corpo elástico infinito em todas as direções, veja a Figura 11.

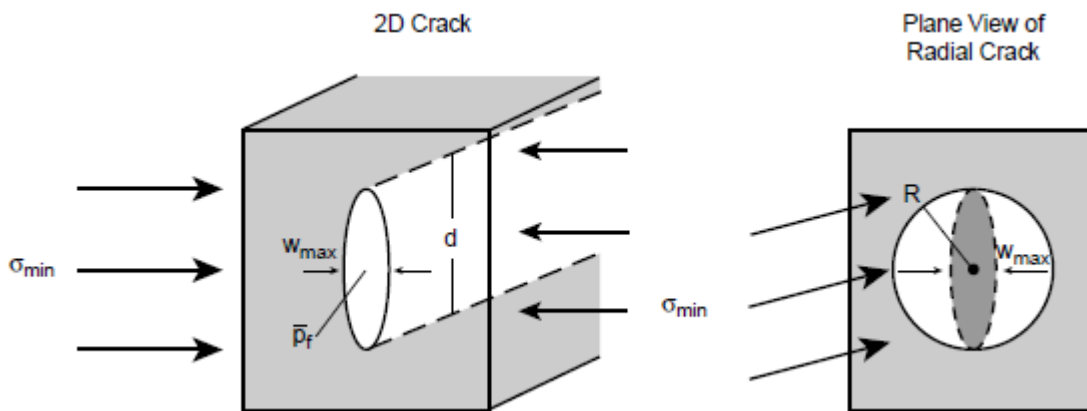


Figura 12: Modelo para fratura 2D e radial (Economids 2013)

Como a Figura 11 mostra, nos dois casos a fratura tem um formato elíptico, mas a largura média ( $w$ ) e a largura máxima ( $w_{max}$ ) são representadas de maneira diferente neles. É importante que antes de seguir com equacionamento dos modelos mostrados acima, entendasse onde cada modelo pode ser aplicado.

Como foi dito anteriormente, o modelo 2D foi projetado para um sistema otimizado onde uma dimensão é infinita enquanto que a outra não, porém na vida real não existe um reservatório com as mesmas condições idealizadas aqui, então, na prática esse modelo é utilizado quando uma dimensão, seja ela a largura ou a

altura, for muito maior que a outra dimensão. No campo um número aceitável para a utilização desse modelo é um fator de três, ou seja, quando uma dimensão for no mínimo três vezes maior que a outra (Economids, 2013).

Para esse caso específico o modelo é descrito pelas Equações 3 e 4, mostradas a seguir:

$$w = \frac{\pi(p_f - Sh_{\min})d}{2E'} \quad (3)$$

$$w_{\max} = \frac{4}{\pi} w \quad (4)$$

Cujo:

- $w$  é a largura média da fratura.
- $p_f$  é a pressão exercida pelo fluido na formação.
- $Sh_{\min}$  é a menor tensão presente na formação, lemque que a expressão  $(p_f - Sh_{\min})$  é a “net pressure”.
- $E'$  é preferivelmnte medido através de dados de pressão, mas que pode se calculado pela expressão  $E' = E / (1 - \nu^2)$  onde  $E$  representa o modulo de Young e  $\nu$  representa a taxa de Poisson que são normamente medidos em experimentos praticos realizados em amostras da rocha reservatório.
- $d$  é a altura da fratura.
- $w_{\max}$  é a largura maxima encontrada na fratura.

Já no caso do modelo radial, que é representado pelas Equações 5 e 6, foi idealizado para quando a fratura tem dimensões relativamente parecidas, ou seja, quando o comprimento total da fratura ( $2L$ , sendo  $L$  o comprimento de um lado da fratura) seja igual a sua altura total. Esse modelo é mais comumente aplicado em perfurações verticais onde a fratura é feita de apenas uma localização, sendo a mesma uma fratura horizontal.

$$w = \frac{16(p_f - Sh_{\min})R}{3\pi E'} \quad (5)$$

e,

$$w_{\max} = \frac{3}{2} w \quad (6)$$

Cujo:

- R é raio da representação radial, ou seja, metade da altura da fratura.

Desses dois modelos concluí-se que a fratura só vai existir para os casos onde a *net pressure* ( $p_f - Sh_{\min}$ ) for maior que zero, ou seja que a pressão exercida pelo fluido tem que ser obrigatoriamente maior que a pressão exercida pela menor tensão encontrado na formação  $p_f > Sh_{\min}$ . E com isso tem-se que o diâmetro da fratura vai crescer proporcionalmente com a *net pressure* então se fraturas mais largas são necessárias, é necessário aumentar a pressão que o fluido está exercendo sobre a formação e, conseqüentemente, se fraturas mais estreitas são pretendidas, tem-se que trabalho com uma menor diferença entre a pressão exercida pelo fluido e a pressão exercida pela menor tensão. Sendo assim é possível afirmar que a pressão que é exercida pelo fluido na formação é a principal responsável por controlar o crescimento de uma fratura (Economids, 2013).

Imagine seguinte situação, um campo de petróleo na qual a rocha reservatório se encontra entre duas rochas selantes, como mostrado na Figura 12:

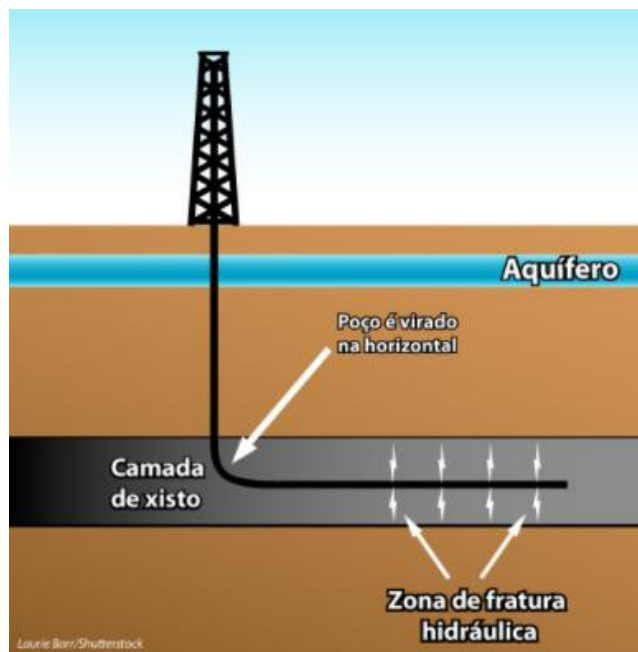


Figura 13: Estrutura simplificada de um reservatório (Leal, George 2014)

Essa situação mostra de forma simplificada os reservatórios que estão



sendo explorados para a produção de óleo na prática, e essa simplificação vai ajudar a entender de forma clara uma das maneiras mais utilizadas para controlar o crescimento da fratura por meio da pressão causada pelo fluido de fraturamento. Não é nenhum absurdo afirmar que a rocha reservatório representada na Figura 12 pela camada de xisto tem uma mínima tensão menor que a mínima tensão encontrada nas rochas capeadoras, que na figura estão localizadas acima e abaixo da camada de xisto, sendo assim temos que  $Sh_{mincapeadora1} > Sh_{minreservatório} < Sh_{mincapeadora2}$ .

Agora voltando um pouco no texto para a parte onde é mostrado que a pressão do fluido tem que ser maior que a pressão exercida pela menor tensão  $p_f > Sh_{min}$ , fica claro com as afirmações que foram feitas acima, que se conseguimos fazer com que a pressão exercida pelo fluido opere sempre entre as duas menores tensões encontradas nas distintas formações, ou seja  $Sh_{minreservatório} < p_f < Sh_{mincapeadora}$ , é possível criar-se uma fratura que ficará restrita à rocha reservatório, sem o perigo de fraturar a rocha capeadora causando um vazamento de óleo para as zonas superiores, que como será visto mais à frente, pode ser a causa de um grande prejuízo não só financeiro para a companhia que está operando a operação mas como também ambiental, pois pode afetar a biodiversidade e as pessoas que moram nos entornos do campo de exploração.

### 3 - RISCOS AMBIENTAIS

Não existem dúvidas de que o processo de fraturamento hidráulico veio para revolucionar a produção de óleo ao redor do mundo, tornando possível a produção de áreas que antes não eram economicamente viáveis de serem produzidas. Porém são muitos os riscos que essa operação proporciona, tanto riscos operacionais devido as condições extremas do processo como também riscos ambientais, que podem afetar de maneira drástica a vida das pessoas que vivem nos arredores ou mesmo da vida selvagem local.

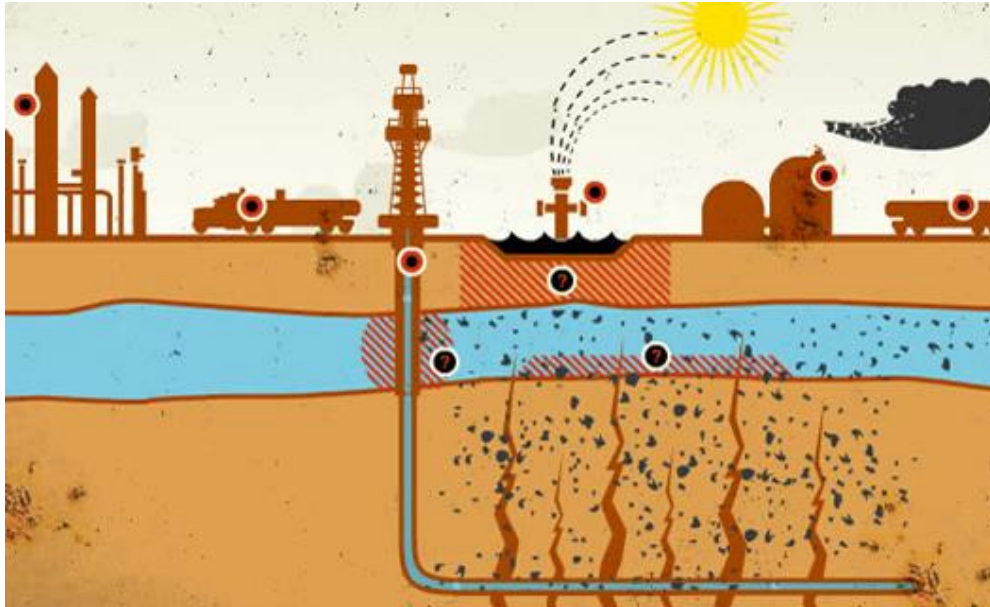
Atualmente a questão ambiental vem sido muito discutida mundialmente, e naturalmente a cada ano que passa as normas estão ficando mais rígidas e as punições mais severas. Daí a grande necessidade de entender-se quais os riscos ambientais envolvidos durante esse tipo de operação.

### 3.1. Contaminação de lençóis freáticos

Como foi dito anteriormente, a diferença entre as mínimas tensões é utilizada como uma vantagem durante o fraturamento, pois é essa diferença que faz com que a fratura não cresça para regiões indesejadas. Porém o que acontece se o controle sobre pressão que o fluido exerce nas formações falhar fazendo com que a pressão criada dentro do poço ultrapasse a mínima tensão da rocha capeadora?

Serão analisadas duas situações distintas que a falha do controle da pressão pode ocasionar. Na primeira, será considerado que a rocha capeadora inferior tem a tensão mínima menor que a tensão mínima da rocha capeadora superior (situação que não é comum) e que a pressão do fluido apenas seja grande o suficiente para ultrapassar a magnitude da tensão mínima dessa formação, ou seja,  $Sh_{\text{mincapeadora inferior}} < p_f < Sh_{\text{mincapeadora superior}}$ . Nesse caso a pressão do fluido vai criar uma fratura indesejada na rocha capeadora inferior, causando principalmente um prejuízo financeiro para a operadora do campo, pois os recursos utilizados para fraturar a rocha capeadora não trarão os retornos financeiro esperados com o aumento da produção de óleo. No entanto essa situação provavelmente não ocasionará nenhum prejuízo ao meio ambiente, pois o mais provável que aconteça e que algum líquido que esteja presente na zona abaixo a zona fraturada infiltre essa zona e não ao contrário.

No segundo caso imaginasse o contrário, que a rocha capeadora superior tem a mínima tensão menor que o da rocha capeadora inferior e o fluido está criando uma pressão maior que a mínima tensão da rocha capeadora superior, ou seja,  $Sh_{\text{mincapeadora superior}} < p_f < Sh_{\text{mincapeadora inferior}}$ . Neste caso, a situação já pode ser mais complicada, como pode-se ver na Figura 13:



*Figura 14: Risco de contaminação de lençóis freáticos (eCycle, 2013)*

Nessa situação que foi citada acima, a fratura pode crescer descontroladamente em direção a superfície e atingir um lençol freático. Essa situação é um dos piores cenários com relação a risco ambientais, apenas esse contato entre o fluido de perfuração e a água do lençol freático já vai causar contaminação da água, pois apesar de o fluido de fraturamento ser em sua maior parte constituído de água e areia, existem mais de 60 tipos de aditivos, como por exemplo: benzeno, tolueno, xileno, etilbenzeno, surfactantes variados, dentre outros. Todos esses compostos são considerados tóxicos a saúde humana. (Samberg, 2014)

Além da contaminação do lençol freático pelo fluido de fraturamento, os gases presentes nas camadas da rocha reservatório, por diferença de densidade, vão migrar através da fratura até as águas do lençol freático, contaminando assim as águas presentes no mesmo. O impacto ambiental pode ser ainda maior se esse lençol freático tiver algum tipo de ligação com reservatório de águas superficiais, pois eventualmente esse gás vai migrar até a superfície e vai impactar toda a vida selvagem e humana que usa dessas águas diariamente.

E importante salientar que existem muitas discussões sobre esse tema, nas quais questionasse se a criação de uma fratura que está localizada a 2500-3000 metros de profundidade seria a culpada pela poluição por lençóis freáticos localizados a 100 – 200 metros da superfície. Existem argumentos que dizem que a migração de

um fluido através das rochas até o lençol freático seria impossível ou até mesmo poderia levar séculos, porém por outro lado existe a possibilidade de existirem falhas que ligam essas formações mais profundas até os lençóis freáticos ou até mesmo a fratura pode criar uma conexão entre a zona de reservatório e a zona de cimentação de poço, onde possíveis folhas de cimentação podem criar um caminho de “livre” circulação de fluido até a formações mais superficiais.

Os Estados Unidos, onde já se viu que a técnica do fraturamento hidráulico tem sido utilizada em larga escala nos anos mais recentes, vem sofrendo com o problema citado acima, como o caso da cidade de Cleveland, Ohio. Nesta cidade que de 2010 a 2014 teve mais de 660 poços perfurados com o progresso da utilização da técnica de fraturamento hidráulico, registrou no mesmo período mais de 150 reclamações de água subterrâneas contaminadas, com 6 casos comprovados e mais 14 ainda sob investigação. (Kelley& Ferraro, 2014)

“New developments in the oil and gas industry have brought various jobs and opportunities to people living near Cleveland. Unfortunately, advances such as fracking have also opened the door to issues such as water contamination and related health consequences. Recent reports and incidents suggest that complications associated with fracking may adversely affect many people in Ohio.” (Kelley&Ferraro, 2014)

No Brasil a utilização dessa técnica ainda é muito tímida, restrita a poucas regiões com a presença das estruturas rochosas de folhelhos, como é o caso da bacia do Paraná, veja Figura 14:

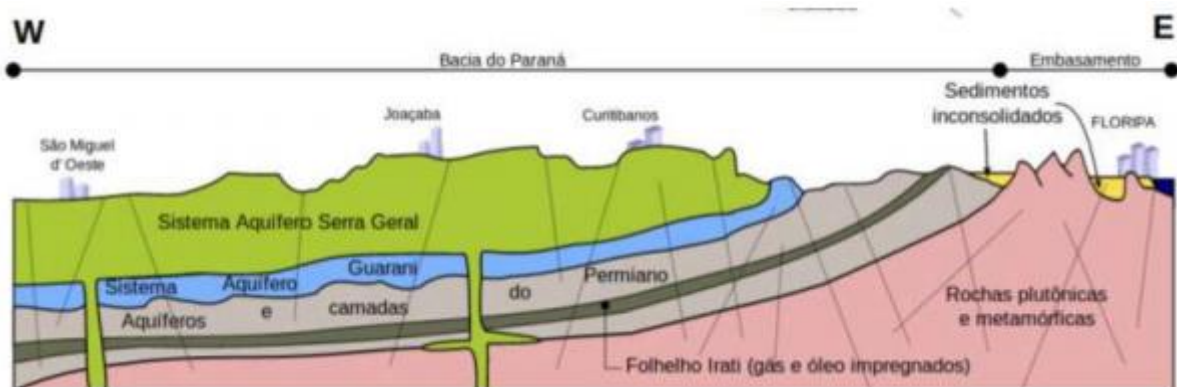


Figura 15: Seção Geológica Modelo para Geologia de Santa Catarina (SCHEIBE ET AL., 2014)

Muito tem sido debatido sobre os riscos da prática das técnicas de fraturamento hidráulico, pois nessa região os folhelhos com potencial presença de gás encontram-se localizados em formações intermediárias do Aquífero Guarani. O Aquífero Guarani é um reservatório de águas subterrâneas de proporções continentais, localizado no subterrâneo do Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai, ocupando cerca de 1,2 milhões de km<sup>2</sup> na Bacia do Paraná e parte da Bacia do Chaco-Paraná (Ecoa). A utilização dos métodos de fraturamento hidráulico nessa região trazem riscos eminentes de contaminação das águas do aquífero pelo fluido de fraturamento e pelo gás desprendido das estruturas de folhelhos (Machado, 2005).

### **3.2. Despejo do Fluido de Fraturamento**

Um das principais discussões que envolve o risco ambientais das operações de fraturamento hidráulico são discussões sobre o destino dado ao fluido de fraturamento que é recuperado após a realização da fratura. De acordo com Sanberg, 2014, cerca de 50 a 60% do fluido utilizado nas operações é recuperado no início da produção do poço, o que se fazer com esse fluido tem sido muito debatido, dada a sua capacidade de poluir o meio ambiente.

Segundo Sanberg, 2014, a legislação brasileira hoje obriga que as empresas responsáveis pelas operações de fraturamento façam a eliminação em empresas certificadas, porém existem muitos riscos que não estão necessariamente cobertos pela legislação.

Ainda segundo Sanberg, 2014, o problema com o descarte desses fluidos já começa nos reservatórios de contenção temporário, que são muito suscetíveis a vazamentos e extravasamentos, principalmente nas épocas chuvosas quando as águas provenientes da chuva podem elevar o nível desses reservatórios fazendo com que o fluido transborde e seja arrastado para os mananciais próximos aos campos de exploração de óleo, causando assim a poluição por agentes químicos como o benzeno, o tolueno dentre outros.

Outro risco vem com o transporte desse fluido que apesar de a lei obrigar que os caminhões, que vão realizar o transporte até onde será dado destino apropriado, estejam habilitados, registrados e em condições de fazer o transporte, isso não cobre o risco de acidentes e tombamentos no percurso.

Outro problema encontrado, principalmente nos Estados Unidos, é que a lei americana protege as empresas no que diz respeito a liberação de informações. As empresas não são obrigadas a divulgar os agentes químicos que estão contidos nos fluidos de fraturamento, pois a maioria das empresas tem fórmula própria e patenteada. Porém essa confidencialidade acaba gerando uma desconfiança muito grande na população em geral, e algumas empresas usam de artimanhas como falar que os estabilizadores e espessantes utilizados nos fluidos de perfuração são os mesmos utilizados em sorvestes e outros alimentos (Holloway, 2013). Esse tipo de declaração faz com que a população aceite a utilização dessa técnica com menos resistência, porém apesar de algumas das substâncias não serem prejudiciais ao meio ambiente, muitas outras são, e essas são as que ficam protegidas pela lei.

No Brasil, a legislação obriga as empresas a relevarem a “receita” utilizada para a fabricação do fluido, essa medida é tomada, devido ao alto poder poluidor desses fluidos, o que torna a sua composição item de interesse público. Além dessa maior transparência com respeito a composição dos fluidos, uma resolução CONAMA 420/2009 determina que as áreas onde estão localizados os reservatórios de contenção temporária sejam tratadas com áreas suspeitas de contaminação, obrigando assim que seja feita uma Avaliação Ambiental Detalhada, além de outras avaliações, antes e depois da utilização da área com o intuito de garantir que a área seja deixada da maneira que foi encontrada (Samberg, 2014).

O uso de água doce para o fraturamento tem algumas limitações, seja pela disponibilidade de água na região, (muitas vezes os campos de petróleo são desenvolvidos em terrenos áridos), seja porque a água pode danificar algumas formações, principalmente formações com a presença de argila. Muito vem se discutindo sobre a substituição da água dos fluidos por materiais como a água produzida por outros poços, água do mar, espuma, e até mesmo a retirada total da água do fluido, utilizando no lugar líquidos como o CO<sub>2</sub>, Amônia ou hidrocarbonetos. E ainda, tem se discutido a retomada da utilização de métodos explosivos com o subsequente tratamento químico ou termico da formação, uma vez que as

tecnologias de hoje possibilitam um melhor entendimento e utilização desses métodos (SPE Fórum, 2017).

### 3.3. O fraturamento associado a atividades sísmicas

Apesar das controvérsias em relação a ligação do fraturamento hidráulico com a ocorrência de terremotos. Muitas dessas discussões giram em torno do súbito aumento do número de terremotos de magnitude 3 ou mais na Escala Richter ocorrido na região central dos Estados Unidos, principalmente em Oklahoma, após a intensa utilização do *fracking* na região, como pode ser visto na Figura 15 (USGS, 2016).

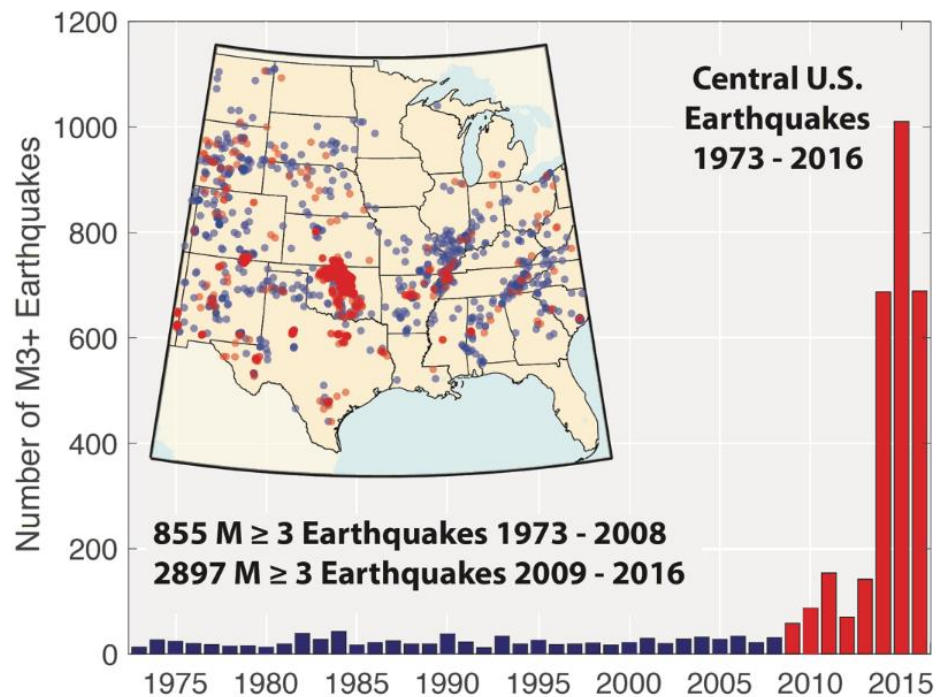


Figura 16: Numero cumulativo de terremotos entre 1970 e 2016 (USGS, 2016)

Para o entendimento das relações entre o fraturamento hidráulico e as atividades sísmicas nas regiões onde a técnica está sendo aplicada é necessário voltar um pouco a falar sobre a Geomecânica, e as relações de tensões dentro das formações. Como foi visto anteriormente existe um campo de tensões dentro da formação onde se têm basicamente três tensões principais, o *overburden* a máxima tensão horizontal e a mínima tensão horizontal, essas relações de tensão dentro da rocha vem se adequando por milhões de anos com os movimentos das camadas do solo, sempre em mudança, porém de maneira muito lenta (Zoback, 2007).

Segundo Zoback, 2007, quando a técnica de fraturamento hidráulico é aplicada em um campo, a abertura da fratura no interior da formação vai fazer com que o campo de tensões se modifique sensivelmente ao redor da fratura, é de se imagina que apenas uma fratura não modificaria as tensões internas dentro da formação de maneira suficiente a causar um abalo sísmico na região. Porém alguns campos de exploração contam com centenas ou até milhares de poços, onde são realizadas centenas ou até milhares de operações de fraturamento hidráulico, mudando assim o cenário do que foi dito acima. Somando todas as perturbações causadas pelas fraturas na formação, o campo de tensão interno vai precisar se ajustar às novas condições internas, e para que isso ocorra acaba que é preciso haver uma acomodação das rochas, liberando assim quantidades suficientes de energia para gerar pequenos terremotos nos arredores do campo de exploração de petróleo.

Esses tremores normalmente são de pequenas proporções, atingindo de 2 a 4 pontos na Escala Richter, conforme Asibama, 2013. Apesar desses tremores não serem diretamente danosos ao meio ambiente, eles podem vir a causar pequenas trincas nas estruturas das casa e prédios da região causando assim um risco de desmoronamento das mesmas, e também na estrutura dos próprios poços exploradores de petróleo. Tais danos as estruturas dos poços podem ocasionar vazamentos de óleo para as camadas superiores, ocasionando danos ambientais pela contaminação de lençóis freáticos como já foi visto acima (Sanberg, 2014).

#### **4. CONCLUSÃO**

A utilização das técnicas de fraturamento hidráulico vem se mostrando muito rentável ao longo dos anos, alavancando a produção de hidrocarbonetos dos países nos quais a técnica vem sendo usado em larga escala. Porém como foi visto os danos ao meio ambiente e a sociedade causados pela utilização dessa pratica são prováveis, uma vez que alguns riscos são muito difíceis de serem sanados.

Apesar de toda a discussão desse trabalho ser relacionado aos riscos envolvidos nas técnicas de fraturamento hidráulico, o objetivo aqui não é criticar a técnica em si, pois ela tem uma importância fundamental para o desenvolvimento



dos campos de produção de hidrocarbonetos, e sem ela possivelmente iríamos sofrer uma escassez de derivados do petróleo nas próximas décadas. Nesse trabalho está sendo salientado os riscos que a má execução da técnica, ou a negligência para as questões ambientais podem vir a gerar.

E importante salientar também que o fraturamento como modo de produção de gás de xisto nos Estados Unidos e do gás de folhelhos aqui no Brasil, traz um lucro expressivo a curto prazo, porém deixa muitas dúvidas ao longo prazo. Pois para a realização dessa técnica é necessário a mobilização de grande número de profissionais especializado, como geólogos, engenheiros, técnicos dentre outros, em regiões agrícolas, que tem como a principal fonte de renda é a produção agrária de proporções variadas, e a população local vai ter que se adaptar à nova realidade por um período de tempo muito curto, normalmente inferior a uma década (Sanberg, 2014).

A utilização dessa técnica para ampliar as reservas de hidrocarbonetos do Brasil deve ser feita levando em consideração o impacto dos riscos ambientais sobre a questão econômica. Uma vez que o Brasil é um país com uma área muito grande onde a possibilidade de crescimento da matriz energética ainda é muito pouco explorada, principalmente se levar em consideração as tecnologias de energias renováveis, onde pode-se produzir energia através da luz do sol, da biomassa, da força dos ventos e das marés, além de muitas outras. Então cabe aos órgãos competentes tomarem a decisão de em qual direção o crescimento da matriz energética no país vai se enveredar.

## REFERÊNCIAS

MORTON, Michael Quentin. **Unlocking the Earth - A Short History of Hydraulic Fracturing**. 2013

EPT International. **Hydraulic Fracturing Design and Execution**. 2015

MORALES, Raul Hugo. **Life, Energy & Anything That Comes to Mind**. 2017

LEAL, George. **Perspectivas da Exploração do Petróleo e Gás não Convencionais (Xisto Betuminoso) nos EUA e no Brasil**. 2014

eCycle. **Os perigos potenciais do fraturamento hidráulico**. 2013.

Kelley&Ferraro. **Fracking water contamination a significant concern for Ohio residents**. 2014 ([Http://www.kelley-ferraro.com/Articles-Resources/Fracking-water-contamination-a-significant-concern-for-Ohio-residents.shtml](http://www.kelley-ferraro.com/Articles-Resources/Fracking-water-contamination-a-significant-concern-for-Ohio-residents.shtml))

Sanberg, Eduardo. **ASPECTOS AMBIENTAIS E LEGAIS DO MÉTODO FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO BRASIL**. 2014.

Ecoa. **Aqüífero Guarani**. 2014

(<http://riosvivos.org.br/a/Canal/Aquifero+Guarani/278>)

MACHADO, José Luiz Flores **Compartimentação espacial e arcabouço hidroestratigráfico do sistema Aqüífero Guarani no Rio Grande do Sul, Brasil**. 2005.

U.S. Energy Information Administration (eia). **Hydraulic fracturing accounts for about half of current U.S. crude oil production**. 2015

(<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25372>).

SPE Forum . **Waterless Fracturing - Reducing Fresh Water Use for Reservoir Stimulation in a Future Water-Constrained World**. 2017.

Zoback, M. D.. **Reservoir Geomechanics, University Press, Cambridge**. 2007

Stanford Online. **ResGeo 202, Reservoir Geomechanics, OpenEdX platform.** 2015

Vika Controls. **Simulação de um processo de Fraturamento Hidráulico.** 2015  
(Vídeo, <https://www.youtube.com/watch?v=v8VYadYGAhE&spfreload=1>)

Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte **Reservoir Stimulation**, 3rd Edition. 2013.

Michael D. Holloway, Oliver Ruddauth. **Fracking The Operations and Environmental Consequences of Hydraulic Fracturing.** 2013.

USGS – **Earthquake Hazards Program: Induced Earthquakes.** 2016.  
(<https://earthquake.usgs.gov/research/induced/overview.php>)