

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL**

**FRATURAMENTO HIDRÁULICO APLICADO A GÁS DE  
FOLHELHO: ASPECTOS TEÓRICOS E PRÁTICOS.**

**JORDANA GARRIDO SILVA SABA**

**ORIENTADOR: MANOEL PORFÍRIO CORDÃO NETO**

**MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL II EM ENGENHARIA  
CIVIL NA ÁREA DE GEOTECNIA**

**BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO/2014**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**  
**FACULDADE DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL**

**FRATURAMENTO HIDRÁULICO APLICADO A GÁS DE  
FOLHELHO: ASPECTOS TEÓRICOS E PRÁTICOS.**

**JORDANA GARRIDO SILVA SABA**

MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA CIVIL.

**APROVADA POR:**

---

**MANOEL PORFIRIO CORDÃO NETO, DSc**  
**(ORIENTADOR)**

---

**Sylvia Brand, MSc**  
**(EXAMINADOR INTERNO)**

---

**Letícia Moraes, BSc**  
**(EXAMINADOR EXTERNO)**

**DATA: BRASÍLIA/DF, 09 DE DEZEMBRO DE 2014.**

## FICHA CATALOGRÁFICA

JORDANA GARRIDO SILVA SABA

Faturamento hidráulico aplicado a gás de folhelho: aspectos teóricos e práticos, 77p., 210x297 mm (ENC/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Civil, 2014, Monografia de Projeto Final-Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental.

1. Petróleo

2.Gás de Folhelho

3.Faturamento hidraulico

4.Modelagem

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SABA, J. G. S. (2014). Faturamento hidráulico aplicado a gás de folhelho: aspectos teóricos e práticos. Monografia de Projeto Final 1, Publicação G.PF-001/14, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 77 p.

## CESSÃO DE DIREITOS

NOME DA AUTORA: Jordana Garrido Silva Saba

TÍTULO DA MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL: faturamento hidráulico aplicado a gás de folhelho: aspectos teóricos e práticos. GRAU / ANO: Bacharel em Engenharia Civil / 2014

É concedida à Universidade de Brasília a permissão para reproduzir cópias desta monografia de Projeto Final e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia de Projeto Final pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Jordana Garrido Silva Saba

Universidade de Brasília

SQSW QD 103 B1 A apt 605

Sudoeste

70670-301 Brasília/DF

## RESUMO

Neste trabalho estudam-se os reservatórios não convencionais de petróleo, com foco em gás de folhelho e no método de extração desse gás, denominado fraturamento hidráulico. Para alcançar o foco do trabalho, é feita uma abordagem básica sobre engenharia de petróleo. Inicialmente a área de engenharia de petróleo desenvolvida no projeto remete ao processo de produção de petróleo. As etapas desse processo são: prospecção, perfuração e produção. No entanto a etapa mais interessante para esse estudo é a produção, etapa onde pode ser aplicado o método de fraturamento hidráulico. No trabalho também são apresentadas as etapas de formação do petróleo: geração, migração, acumulação e preservação. O petróleo não convencional de folhelho passa pelas mesmas fases, no entanto, o processo de migração é diferente do petróleo convencional. Ao invés de migrar para uma formação mais permeável e porosa, ela migra para uma rocha de baixa permeabilidade ou impermeável, dificultando a produção. Isso dificulta a extração do óleo/gás de folhelho, gerando a necessidade do uso da técnica de fraturamento hidráulico. O fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poço, que consiste em injetar um fluido viscoso sob pressão na rocha. O diferencial de pressão gerado pela injeção do fluido inicia uma fratura que se propaga pela rocha, facilitando a extração dos hidrocarbonetos presentes na rocha. Embora seja uma técnica muito eficiente para a estimulação de poços, gera muitas polêmicas ambientais, relacionadas à contaminação de lençóis freáticos. Em alguns países como a França, o fraturamento hidráulico é proibido por lei. Para projetar a perfuração de poço por meio de fraturamento hidráulico é necessário conhecer como a fratura se propaga e para calcular isso há vários métodos, sendo que um dos mais difundido na indústria petrolífera é o PKN. Este método considera que a fratura tem seção elíptica. Neste trabalho foram usadas duas formulações para calcular a propagação das fraturas, além disso, o *leak off* e a poroelasticidade foram consideradas nos cálculos. Os resultados apresentados demonstram que a formulação utilizada interfere nos resultados finais. Outro aspecto importante é que a simplificação da seção elíptica para uma seção na forma de losango, proposta por Moraes (2013), leva a resultados satisfatórios. Além disso, a consideração ou não dos efeitos da poroelasticidade na formulação podem levar resultados distintos.

## ABSTRACT

In this project is studied the unconventional oil reservoirs, with a focus on shale gas and the gas extraction method known as hydraulic fracturing. However, to achieve the focus of the project, a basic approach to petroleum engineering is done. The area of petroleum engineering developed in the project refers to the oil production process. The main steps of this process are: exploration, drilling and production. However, the most interesting for this study is the production step, where the hydraulic fracturing method can be applied. The oil goes through several stages until it is ready to be explored, the stages are: generation, migration, accumulation and preservation. The unconventional shale oil/gas goes through the same phases, however, the migration process is different from conventional oil. Instead of moving to a more porous and permeable formation, it migrates to a rock of low permeability or impermeable, getting stuck inside this formation. This complicates the extraction of shale oil/gas, generating the need to use the technique of hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing is a well stimulation technique, which consists of injecting a viscous fluid under pressure into the rock, the pressure differential generated by the injection of the fluid initiates a fracture that propagates through the rock, thus facilitating the extraction of the hydrocarbons present in it. Although it is a very effective technique for well stimulation, generates many environmental controversies related to contamination of groundwater. In some countries such as France, hydraulic fracturing is prohibited by law. To design the well drilling using hydraulic fracturing is necessary to know how the fracture propagates. To calculate this, there are several methods, but the most widespread in the petroleum industry is the PKN. This method considers that the fracture has an elliptical section. In this work two formulations were used to calculate the propagation of fractures besides the leak off and poroelasticity were taken in account in the calculations. These results demonstrate that the formulation used affects the final results. Another important aspect is that the simplification of the elliptical section to a section in the form of diamond, proposed by Morais (2013), leads to satisfactory results. Furthermore, the use of poroelasticity in the formulation may take different results.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 CONTEXTO GERAL.....	1
1.2 MOTIVAÇÃO.....	2
1.3 OBJETIVO.....	3
1.4 ESTRUTURA DO PROJETO.....	3
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - EXPLORAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS</b> .....	<b>4</b>
2.1 PROSPECÇÃO DO PETRÓLEO.....	4
2.1.1 MÉTODOS DE PROSPECÇÃO.....	6
2.2 PERFURAÇÃO.....	8
2.3 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	9
2.3.1 COMPLETAÇÃO DE POÇOS.....	9
2.3.2 ESTIMULAÇÃO.....	10
2.3.3 RECUPERAÇÃO.....	12
2.3.3.1 RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA.....	12
2.3.3.2 RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA.....	14
2.3.4 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO.....	15
<b>3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS</b> ...	<b>16</b>
3.1 TEORIAS DE FORMAÇÃO DO PETRÓLEO.....	19
3.2 ELEMENTOS EXCENCIAIS DE UM SISTEMA PETROLÍFERO.....	22
3.3 PROCESSOS EXCENCIAIS NA FORMAÇÃO DE HIDROCARBONETOS.....	23
3.4 TRANSFORMAÇÃO DA MATÉRIA ORGANICA NAS BACIAS.....	24
3.4.1 DIAGÊNESE.....	24
3.4.2 CATAGÊNESE.....	25
3.4.3 METAGÊNESE.....	26
3.5 MIGRAÇÃO.....	26
3.5.1 MIGRAÇÃO PRIMÁRIA.....	27
3.5.2 MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA.....	27
3.5.3 MIGRAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO.....	28
3.6 GÁS DE FOLHELHO NO CONTEXTO MUNDIAL.....	28
3.6.1 A REVOLUÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO NOS ESTADOS UNIDOS.....	31
3.6.2 GÁS DE FOLHELHO NA EUROPA.....	34
3.6.3 GÁS DE FOLHELHO NO RESTANTE DO MUNDO.....	35
3.6.4 GÁS DE FOLHELHO NO BRASIL.....	37

<b>3.7</b>	<b>VIABILIDADE DO GÁS DE FOLHELHO .....</b>	<b>38</b>
<b>4</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA- FRATURAMENTO HIDRÁULICO .....</b>	<b>43</b>
<b>4.1</b>	<b>ETAPAS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO .....</b>	<b>44</b>
4.1.1	SELEÇÃO DO POÇO PARA FRATURAMENTO .....	44
4.1.2	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO .....	45
4.1.2.1	COLETA DE DADOS .....	45
4.1.2.2	ESCOLHA DO FLUIDO DE FRATURAMENTO .....	45
4.1.2.3	ESCOLHA DO AGENTE PROPANTE .....	46
4.1.3	PERFURAÇÃO DO POÇO .....	47
<b>4.2</b>	<b>DIFICULDADES NO PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO .....</b>	<b>49</b>
<b>4.3</b>	<b>ASPECTOS SÓCIO-AMBIENTAL .....</b>	<b>49</b>
4.3.1	IMPACTOS AMBIENTAIS .....	49
4.3.2	IMPACTOS SOCIAIS .....	52
<b>5-</b>	<b>SIMULAÇÃO DO MODELO PKN CONSIDERANDO O LEAK OFF .....</b>	<b>53</b>
<b>5.1</b>	<b>FORMULAÇÃO MATEMÁTICA POR DETOURNAY MODIFICADO POR MORAIS (2013) .....</b>	<b>53</b>
5.1.1	DINÂMICA DOS FLUIDOS .....	53
5.1.2	BALANÇO DE MASSA .....	54
5.1.3	PRESSÃO-ABERTURA DA FRATURA .....	54
5.1.4	RESOLUÇÃO DO PROBLEMA (Detournay modificado por Morais, 2013) .....	56
5.1.4.1-	CONDIÇÕES DE CONTORNO .....	57
5.1.4.2	MUDANDO AS COORDENADAS DO SISTEMA .....	58
<b>5.2</b>	<b>FORMULAÇÃO MATEMÁTICA KOVALYSHEN &amp; DETOURNAY (2009) .....</b>	<b>59</b>
<b>5.3</b>	<b>SIMULAÇÃO DO MODELO PKN .....</b>	<b>61</b>
5.3.1-	COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DE DETOURNAY MODIFICADO POR MORAIS (2013), KOVALYSHEN & DETOURNAY (2009) E SOLUÇÃO ANALÍTICA .....	61
5.3.2	ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO <i>LEAK OFF</i> NA ABERTURA, NA PRESSÃO E NO COMPRIMENTO DA FRATURA .....	68
<b>6-</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>71</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>73</b>

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Etapas do processo de exploração do petróleo
- Figura 2.2 - Método sísmico realizado em terra
- Figura 2.3 – Método sísmico realizado na água
- Figura 2.4 - Método gravimétrico
- Figura 2.5- Método rotativo de perfuração
- Figura 2.6 - Completação de poços quanto ao revestimento de produção
- Figura 2.7- Zonas suplementadas simples
- Figura 2.8- Método de fraturamento hidráulico
- Figura 2.9- Mecanismo de gás em solução
- Figura 2.10- Recuperação primária por mecanismo de capa de gás
- Figura 2.11- Recuperação primária por mecanismo de influxo de água
- Figura 2.12- Método convencional de recuperação secundária por injeção de água
- Figura 2.13- Método térmico de recuperação secundária por injeção de gás
- Figura 3.1- Fonte não convencional de hidrocarbonetos chamada Gelo e fogo
- Figura 3.2- Fonte não convencional de hidrocarbonetos chamada Gelo e fogo
- Figura 3.3- Areias betuminosas
- Figura 3.4- Fraturamento hidráulico
- Figura 3.5- Folhelho de Utica
- Figura 3.6- Linha do tempo das principais teorias de formação do petróleo
- Figura 3.7- Principais tipos de migração do petróleo
- Figura 3.8- Bacias com formações de folhelho avaliadas
- Figura 3.9- Distribuição de gás de folhelho na China
- Figura 3.10- Mapa da região “Vaca Muerta”, maior bacia de folhelho da Argentina.
- Figura 3.11- Mapa de distribuição de gasodutos nos Estados Unidos da América.
- Figura 4.1- Estrutura do fluxo para um poço não faturado e um fraturado
- Figura 4.2- Tensões que atuam nas rochas das formações
- Figura 4.3- Composição básica dos fluídos de fraturamento
- Figura 4.4- Fraturamento hidráulico
- Figura 4.5- Mapa referente à formação folhelho de Macellus
- Figura 4.6- Protestos contrários ao fraturamento hidráulico
- Figura 5.1 Função evolucionar da poroelasticidade (Xiang, 2011)
- Figura 5.2 Função evolucionar adotada (Morais, 2013).

Figura 5.3 Seção transversal da fratura (Morais, 2013).

Figura 5.4 Modelo unidimensional da seção da fratura.

Figura 5.5 Script do código utilizado para solucionar o problema de modo semelhante ao realizado por Moraes (2013).

Figura 5.6 Script do código utilizado para solucionar o problema de modo semelhante ao realizado por Kovalyshen & Detournay (2009).

Figura 5.7 Variação da abertura ( $w$ ) na ponta da fratura versus tempo.

Figura 5.8 Variação da pressão ( $P$ ) na ponta da fratura versus tempo.

Figura 5.9 Variação do comprimento ( $L$ ) da fratura versus tempo.

Figura 5.10 Gráfico Coeficiente de vazamento versus abertura na ponta da fratura.

Figura 5.11 Gráfico Coeficiente de vazamento versus Pressão na ponta da fratura.

Figura 5.12 Coeficiente de vazamento versus comprimento da fratura.

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 3.1- Nível de maturação em cada estágio de alteração da matéria orgânica.

Tabela 3.2- Recursos tecnicamente exploráveis de gás e óleo de folhelho no contexto mundial total.

Tabela 3.3- Ranking dos países com as maiores reserva de folhelho do mundo.

Tabela 5.1- Dados de entrada para verificação e simulação do problema

Tabela 5.2- Dados de entrada para verificação e simulação do problema.

## **LISTA DE SÍMBOLOS**

H	altura da fratura
w	abertura da fratura
Q0	vazão de injeção do fluido
p0	poro pressão inicial da formação
C1	coeficiente de vazamento
L	comprimento da fratura
pf	pressão do fluido na fratura
q	fluxo por unidade de altura da fratura

$n$	constante para fluidos viscosos
$K$	constante para fluidos viscosos
$\psi$	fator de forma
$u$	velocidade do vazamento do fluido
$\tau$	tempo de chegada da ponta da fratura em $x$
$(p_f - \sigma_0)$	tensão líquida
$(p_f - p_0)$	pressão líquida
$M_c$	rigidez da fratura
$\eta$	coeficiente poroelástico
$w_m$	abertura média
$L_0$	comprimento inicial
$q_{00}$	fluxo inicial
$w_0$	abertura inicial
$p_{f0}$	pressão inicial do fluido
$L_D$	comprimento adimensional
$w_D$	abertura adimensional
$p_D$	pressão adimensional
$t_D$	tempo adimensional
$E$	módulo de Young
$\nu$	coeficiente de Poisson
$c$	coeficiente de difusividade

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO GERAL

Os combustíveis fósseis são essenciais para garantir o desenvolvimento de um país. A maioria das nações são dependentes de energia para mover sua indústria e economia. O petróleo é aplicado não só na indústria energética, mas também na indústria de fabricação de vários produtos, tendo seus derivados uma infinidade de empregos. Países que não tem acesso ao petróleo sofrem economicamente, politicamente e socialmente. Na grande maioria dos países, um corte no suprimento de combustíveis fósseis, causaria graves consequências econômicas.

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e derivados orgânicos oxigenados, sulfurados ou/e nitrogenados. O termo petróleo engloba todas as formas naturais de hidrocarbonetos (gasoso, líquido e sólido). É um recurso natural, abundante na Terra, mas esgotável, considerado uma energia não renovável.

Apesar de o petróleo ser extremamente importante para todas as nações do mundo, ele não está igualmente distribuído entre elas. As nações participantes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) possuem as maiores reservas de petróleo convencional explorável do mundo. Essas reservas estão localizadas no oriente médio, cujos países membros da OPEP são Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait, Catar, na África os países membros são Angola, Argélia, Líbia e Nigéria, por fim os países membros da América do Sul são Venezuela e Equador. Outras nações que controlam o suprimento de combustíveis fósseis do mundo são as produtoras de gás natural, as três maiores potências em produção de gás são a Rússia, o Irã e o Catar, sendo que os dois últimos também participam da OPEP (Barbosa, 2012).

Os países citados sofrem com instabilidades políticas e econômicas, gerando um risco de abastecimento aos países importadores de petróleo. Esse risco levou a busca de novas fontes de combustíveis e de energia, sejam elas renováveis ou não. Além do risco na segurança de abastecimento energético, a possibilidade de tornar-se energeticamente independente atrai os países a busca de novas fontes energéticas.

Embora as fontes de energia renováveis cumpram um importante papel na substituição de petróleo como fonte energética, elas não são suficientes para suprir a demanda energética e industrial. A partir disso, surge a necessidade de explorar novas fronteiras no

território de produção de petróleo, como extrair petróleo de reservatórios em águas profundas, usar técnicas de estimulação de poço e buscar novas fontes não convencionais de hidrocarbonetos.

Dentre as fontes não convencionais de hidrocarbonetos está o gás e óleo de folhelho. São combustíveis fósseis com origem e composição semelhantes ao petróleo convencional, mas que se diferenciam na forma como são armazenados na natureza. As formações folhelho são compostas por rochas impermeáveis ou de baixa permeabilidade, portanto exigem operações de estimulação de poços para que possam produzir petróleo. No caso de folhelhos, a tecnologia usada é o fraturamento hidráulico. Essa técnica consiste na injeção de um fluido viscoso sob pressão e vazão pré-determinados em projeto, gerando uma fratura que se propaga pela rocha durante a injeção do fluido.

Os estudos de estimulação de poço são bastante avançados nos Estados Unidos, país que sofreu uma grande revolução energética nos últimos 14 anos, graças a exploração do gás de folhelho em seu território.

## **1.2 MOTIVAÇÃO**

Embora o tema petróleo seja um tema explorado por pesquisadores da Universidade de Brasília, há poucos estudos voltados para exploração de reservatórios de petróleo não convencional.

A técnica de estimulação de poço, além de possibilitar a exploração de fontes não convencionais de petróleo, pode elevar o fator de recuperação de petróleo de um reservatório, tornando os poços pré-existentes mais rentáveis.

Assim, pretende-se com este trabalho gerar um estudo por meio de levantamento bibliográfico sobre a exploração de reservatórios não convencionais e a técnica de fraturamento hidráulico, usada para a prospecção de petróleo nesses reservatórios.

Por fim, cabe destacar que embora o fraturamento hidráulico seja estudado desde a década de 70, ainda é uma técnica recente, cujas consequências são difíceis de prever com precisão, já que o processo de fraturamento ocorre em grandes profundidades. Essa imprevisão nas dimensões da propagação da fratura abre um novo campo de estudo, que será feito no decorrer desse trabalho.

### 1.3 OBJETIVO

O objetivo geral deste trabalho é estudar e analisar como a extração de petróleo não convencional tem afetado o mercado energético mundial e como é o mecanismo de fraturamento hidráulico.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre engenharia de petróleo, enfatizando a área de exploração de petróleo;
- Realizar uma revisão bibliográfica sobre reservatórios não convencionais, com foco voltado para o gás de folhelho;
- Realizar uma revisão bibliográfica sobre as técnicas de estimulação de poço, com ênfase no método de fraturamento hidráulico.
- Realizar a modelagem do processo de fraturamento hidráulico utilizando métodos já disponíveis na literatura.

### 1.4 ESTRUTURA DO PROJETO

O projeto será estruturado da seguinte forma:

Capítulo 1- Introdução- Apresentação do tema estudado, contextualização, motivação para o estudo do tema e os objetivos do trabalho.

Capítulo 2- Revisão bibliográfica- Exploração do petróleo convencional- O capítulo versa sobre as etapas de exploração de petróleo convencional: prospecção, perfuração e produção, com o objetivo de comparar a técnica de exploração convencional com a técnica de estimulação de poços.

Capítulo 3- Revisão bibliográfica- Reservatórios não convencionais- Neste capítulo, além da abordagem dos aspectos técnicos dos reservatórios não convencionais, tendo como foco o gás de folhelho, também é feito um estudo sobre como essa nova fonte de combustível fóssil tem afetado os Estados Unidos, país pioneiro na exploração do gás de folhelho, e o resto do mundo.

Capítulo 4- Revisão bibliográfica de fraturamento hidráulico- O capítulo aborda os principais fundamentos e conceitos para o entendimento da técnica de fraturamento hidráulico.

Capítulo 5- Simulação do modelo PKN considerando o *leak off* – Neste capítulo foram realizadas simulações para verificar como a fratura se propaga ao longo do tempo.

Capítulo 6- Conclusões e sugestões para trabalhos futuros- É o último capítulo. Ele contém as conclusões obtidas neste estudo e oferece sugestões de trabalhos a serem futuramente desenvolvidos nessa área

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - EXPLORAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS**

Neste capítulo serão objeto de estudo as etapas de exploração dos reservatórios convencionais de petróleo. São elas: prospecção, perfuração e produção. Será dado um enfoque maior na etapa de produção, que envolve os métodos de estimulação de poços de petróleo. A figura 2.1 contém uma representação geral das etapas de exploração de reservatórios convencionais. Todas as etapas do processo de exploração do petróleo estão representadas na Figura 2.1.

### **2.1 PROSPECÇÃO DO PETRÓLEO**

A prospecção é a primeira atividade a ser realizada em um potencial campo de exploração de petróleo, sendo a técnica que envolve mapear, estudar e fazer uma caracterização do terreno para identificar se há reservas de petróleo ou gás natural na área avaliada. Além da descoberta de novas jazidas, a prospecção envolve a obtenção de dados como a extensão, profundidade e espessura das camadas de solo, o nível do lençol freático e a profundidade da rocha reservatório. Desta forma, é possível prever os locais com maior probabilidade de encontrar petróleo e iniciar as atividades de perfuração.

Os métodos de prospecção dividem-se em potenciais e sísmicos. Os métodos mecânicos envolvem sondagens, galerias, valas, trincheiras e poços, os métodos geofísicos envolvem refração e reflexão física, resistividade elétrica, métodos eletromagnéticos, métodos gravimétricos, métodos magnéticos, métodos radiométricos e sondagens geoeletricas (Morais, 2013).

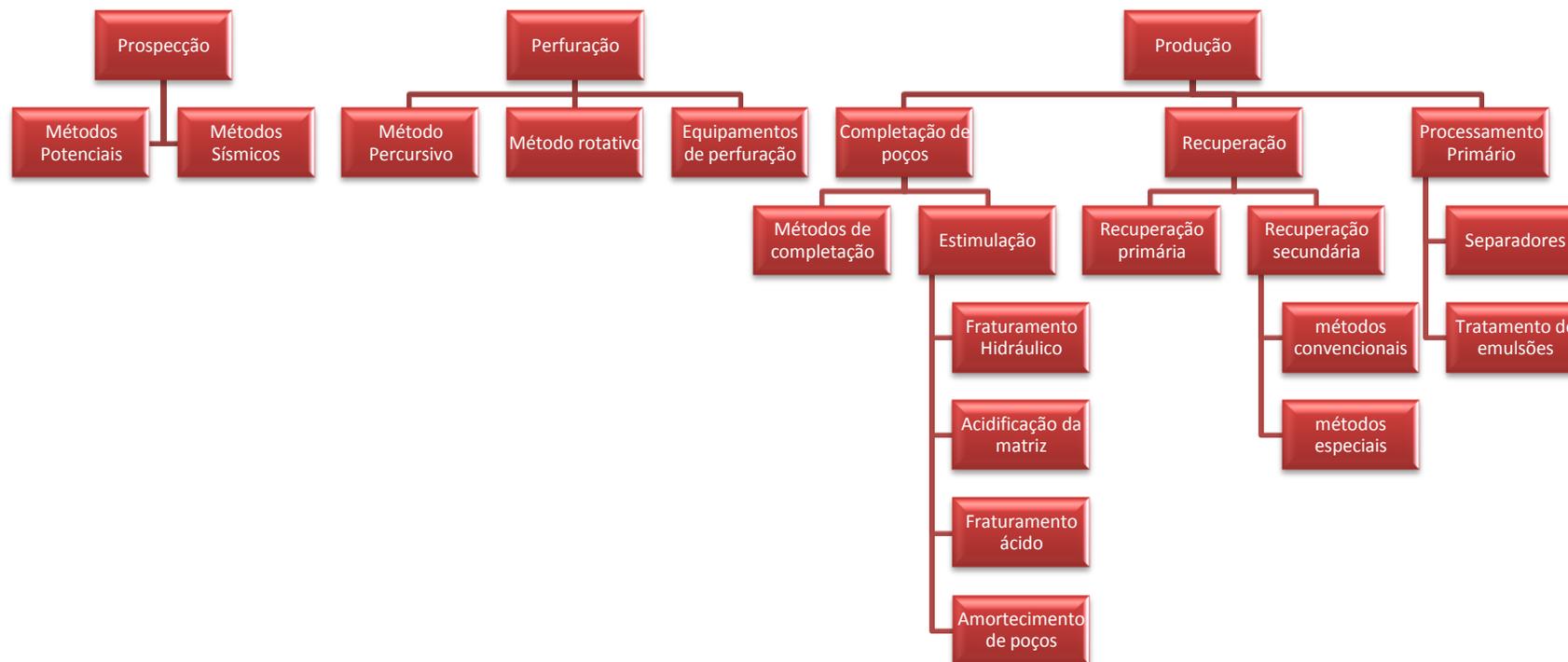


Figura 2.1 Etapas do processo de exploração (Morais, 2013)

Para a construção dos mapas base ou topográficos é usada a aerofotogrametria; método que consiste em fotografar ao sobrecoar a área com equipamento qualificado para a tarefa. Também é usada a fotogeologia, que determina as feições geológicas, também através de fotos aéreas, muito usadas em regiões áridas, sem cobertura vegetal, pois permite a identificação imediata da formação rochosa presente. Imagens de satélites são outro instrumento para traçar os mapas de exploração.

### 2.1.1 MÉTODOS DE PROSPECÇÃO

Dentre os métodos da etapa de prospecção, destacam-se os métodos sísmicos que são os mais utilizados. Atualmente recebem mais de 90% dos investimentos na área, pois fornecem boas estimativas da geologia local. Os métodos sísmicos adotam os fenômenos de propagação de ondas elásticas para identificar a composição do subsolo. Esse método é baseado no fato de as ondas mecânicas se propagarem em profundidade e velocidade diferentes, de acordo com a composição da matéria. São emitidos sinais na superfície por uma fonte geradora (dinamite e vibrador para exploração em terra e ar comprimido para levantamentos marítimos) que se propagam pelo solo e pelas rochas, até serem refletidas ou refratadas e voltarem para a superfície, para serem captadas por sensores (geofones), que registram as chegadas dos impulsos ondulatórios. A interpretação dos geofones fornece informações a respeito dos materiais no subsolo (Morais, 2013). Na Figura 2.2 pode-se observar a aplicação do método sísmico em terra e na Figura 2.3, pode-se observar a aplicação do método realizado na água.

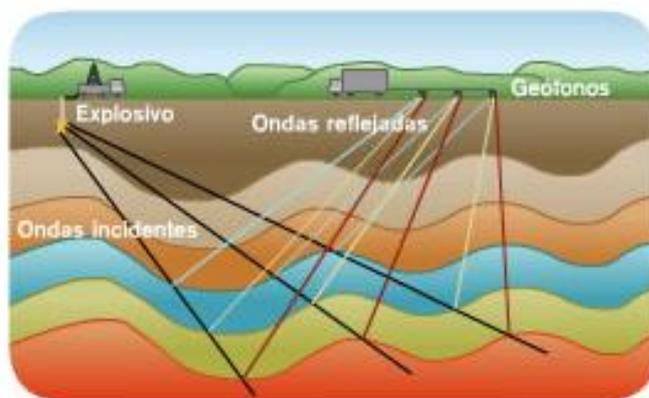


Figura 2.2 Método sísmico realizado em terra. (Vasco de la Energia, 2013).

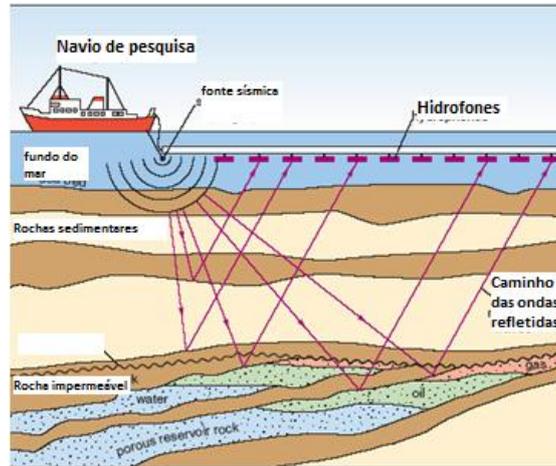


Figura 2.3 Método sísmico realizado na água (Environmental Protection Agency, 2013).

Outros métodos que compõe a prospecção são os métodos potenciais, conhecidos como magnetometria e gravimetria. Ambos são relevantes por revelar grandes formações geológicas que não podem ser observadas na superfície, viabilizando o mapeamento apropriado da região estudada.

A gravimetria (Figura 2.4) é a área da geofísica que estuda variações da aceleração da gravidade ponto a ponto sobre a superfície da terra, utilizando as variações de densidade da superfície para prever a localização do petróleo (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, [s. d.]). O equipamento usado na gravimetria chama-se gravímetro, que é um instrumento de medição de aceleração de gravidade. A magnetometria identifica as mínimas variações no campo magnético da terra. As rochas possuem diferentes valores de susceptibilidade magnéticos, tornando possível identificar rochas reservatório (Morais, 2013).

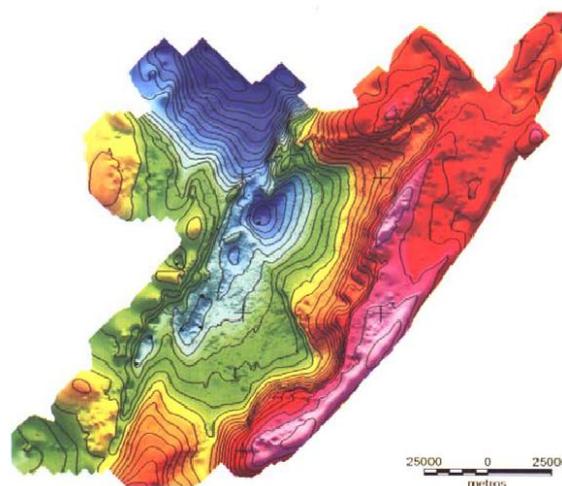


Figura 2.4 Exemplo de mapa gerado a partir do método gravimétrico (USP, 2013).

## 2.2 PERFURAÇÃO

A perfuração consiste em um conjunto de técnicas utilizadas para ultrapassar as barreiras geológicas criadas na natureza, até que se atinja a rocha reservatório, podendo ser realizada em terra ou em zonas marítimas (Santos 2007). Há dois métodos de perfuração de poços de petróleo, o primeiro é o percussivo e o segundo é o rotativo. O método percussivo é feito por golpeamento da rocha com uma broca, levando a sua fragmentação. Os cascalhos são retirados posteriormente a perfuração, com uma ferramenta chamada caçamba. O método rotativo utiliza uma broca em movimento rotativo, levando ao esmerilhamento da rocha (Halliburton, 1997). Os fragmentos gerados pela rotação são retirados pelo bombeamento de fluidos na coluna de perfuração. A Figura 2.5 apresenta os equipamentos usados durante a perfuração pelo método rotativo.

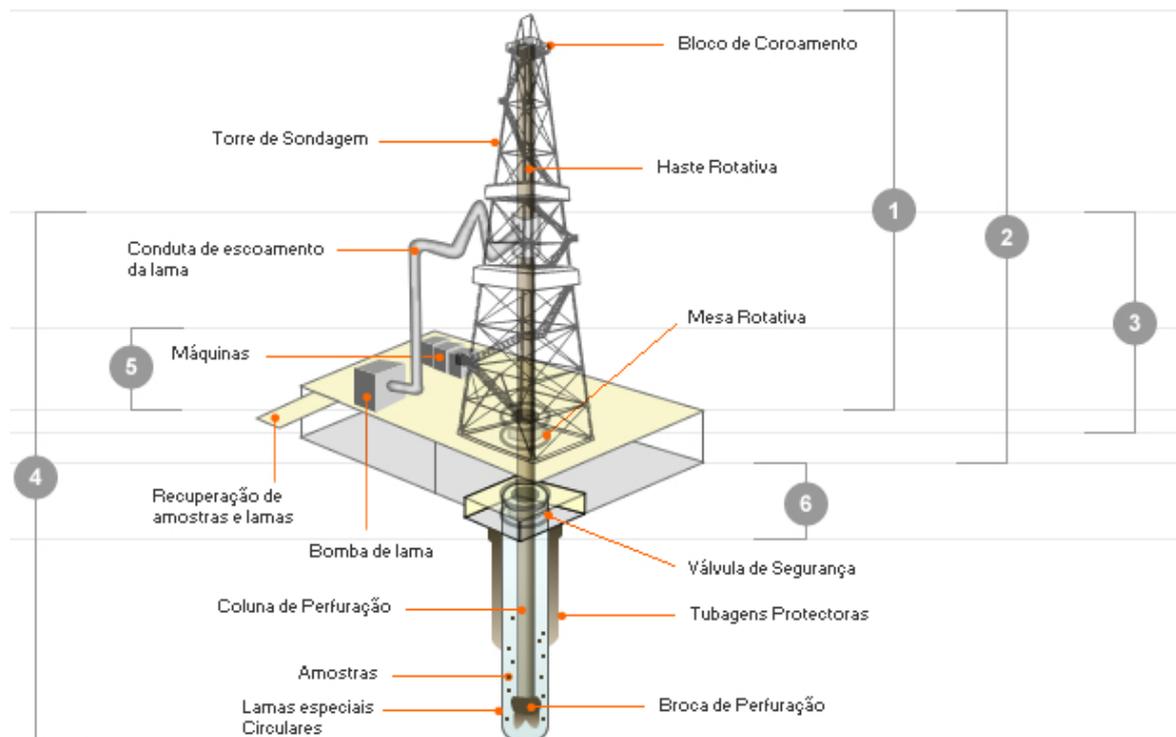


Figura 2.5 Método rotativo de perfuração (Galp Energia, 2013).

Os elementos da Figura 2-5 estão descritos a seguir :

- 1 **Sistema de sustentação de cargas:** Sustenta a coluna de perfuração e as tubagens de proteção (*casing*).
- 2 **Sistema de movimentação de cargas:** Através de cabos, permite a movimentação da coluna de perfuração e do *casing*.
- 3 **Sistema de rotação:** Induz a rotação da broca, que contribui para perfurar a formação.

- 4 **Sistema de circulação:** Permite a circulação e o tratamento do fluido de perfuração.
- 5 **Sistema de geração e transmissão de energia:** A energia, proveniente de motores a diesel ou energia elétrica, aciona todos os equipamentos da sonda.
- 6 **Sistema de segurança do poço:** Permite o controle e fechamento do poço, quando ocorre um influxo indesejável da formação para o poço.

## 2.3 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) (Lei Nº 9478 /97) regulamenta que produção é o conjunto de ações coordenadas para extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e o preparo para a sua movimentação. Esse processo inicia após o fim da perfuração do poço e é encerrado quando acaba o içamento dos produtos pela válvula, no campo de produção. O processo contém três etapas, completação de poços, recuperação e processamento primário (Domingues, 2009).

### 2.3.1 COMPLETAÇÃO DE POÇOS

A completação é o conjunto de atividades que tem por objetivo ativar o poço para produzir petróleo ou gás, até mesmo injetar fluidos para estimular os poços. Essa etapa deve ser realizada de forma a maximizar a vazão de produção sem danificar o reservatório e fazer com que seja o mais permanente possível. Evitar que sejam necessárias manutenções ao longo do período de produção também é essencial para a completação (Domingues, 2009). Os métodos de completação podem ser divididos quanto à zona de produção, ao revestimento de produção (Figura 2.6) e ao número de zonas suplementadas (Figura 2.7).

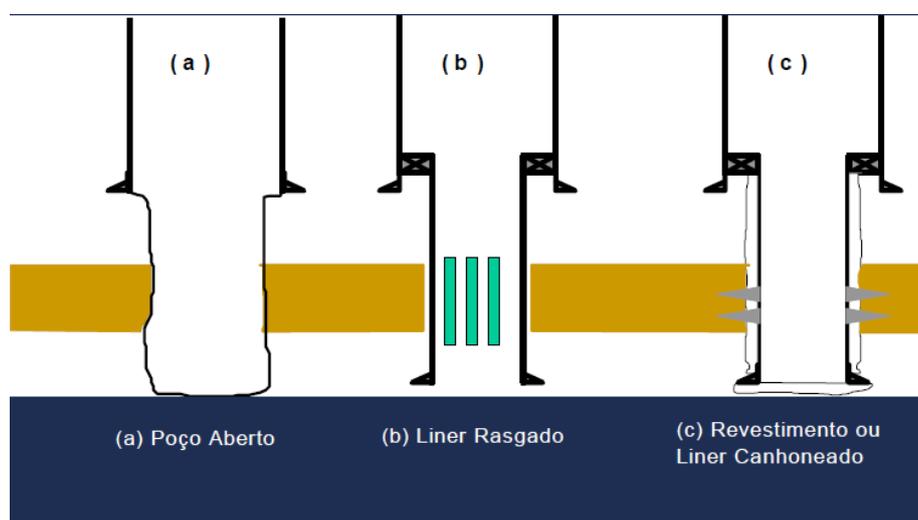


Figura 2.6 Completção de poços quanto ao revestimento de produção (Garcia, 1997).

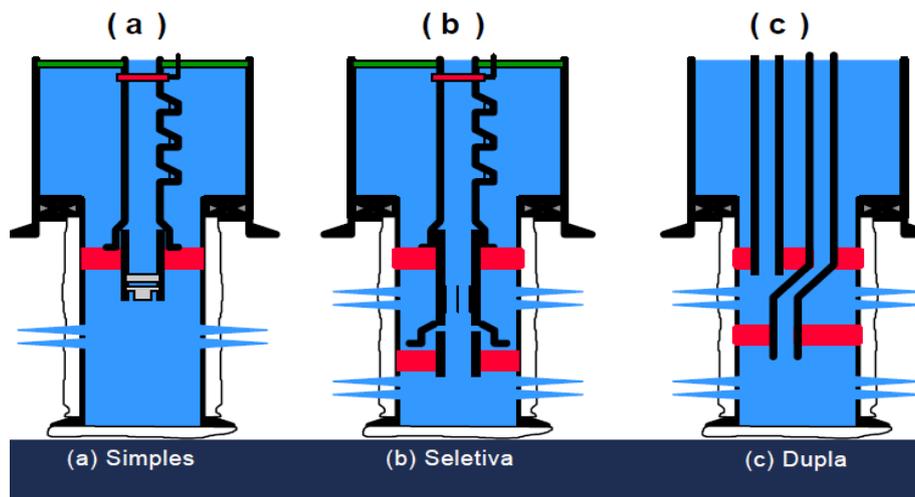


Figura 2.7 Zonas suplementadas (a) simples; (b)seletiva; e (c) dupla. (Garcia, 1997).

### 2.3.2 ESTIMULAÇÃO

A estimulação de poços consiste em uma série de técnicas para majorar a produtividade do poço. Esse método também possibilita a exploração de áreas consideradas pouco produtivas por ter rochas de baixa permeabilidade, como folhelho, que exigem o faturamento hidráulico, ou outras matrizes rochosas, que podem ter uma alteração na sua permeabilidade por meio de faturamento ácido, acidificação da matriz e amortecimento de poços.

- **Faturamento hidráulico**

O faturamento hidráulico é um método de estimulação em que um fluido composto por água, aditivos e material propante é bombeado sob alta pressão para dentro da rocha matriz. Esse processo aumenta a pressão no interior da rocha, levando a criação de microfaturas. O material propante mantém as fraturas abertas, o que leva um aumento na permeabilidade da rocha, facilitando o escoamento dos hidrocarbonetos (Smith & Shlyapobersky, 2000). Na Figura 2.8 pode-se observar como o faturamento ocorre.

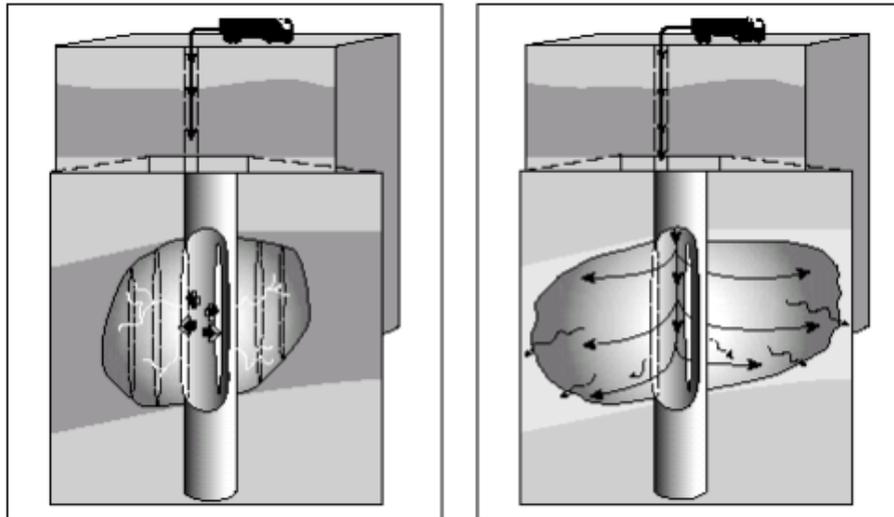


Figura 2.8 Método de fraturamento hidráulico (Barreto, 2010)

- **Acidificação da matriz**

Esse método usa a injeção de uma solução ácida, capaz de dissolver uma fração dos minerais que compõem a rocha, majorando ou retomando a permeabilidade da formação que rodeia o poço (Barreto, 2010). Os ácidos adotados nesse método são o ácido clorídrico (HCL), capaz de dissolver carbonos e o ácido fluorídrico (HF), que dissolve silicatos. Outros ácidos podem ser usados, a fim de dissolver moléculas mais específicas. Essa técnica só é viável para pequenas regiões. Além dos altos custos, pode representar um risco ao meio ambiente (Barreto, 2010).

- **Fraturamento ácido**

Essa técnica consiste em injetar soluções ácidas sob alta pressão, pressão esta suficientemente maior que a tensão da formação geológica a ser explorada, gerando uma fratura hidráulica. Um fluido de alta viscosidade antecede o ácido, para iniciar a fratura. Após o fluido viscoso, a solução ácida, que é gelificada, aerada ou emulsionada, é injetada sob alta pressão, levando a propagação da fratura. Após a reação entre o ácido e a rocha, são criados canais irregulares nas faces da fratura, que permaneceram mesmo após o fechamento da fratura, garantindo o fluxo de hidrocarbonetos (Barreto, 2010).

- **Amortecimento de poços**

Essa técnica consiste em criar uma barreira hidráulica no interior do poço, para impedir a surgência de quaisquer fluidos de formação. Essa barreira pode ser feita por um fluido de peso específico suficiente para gerar um diferencial de pressão positivo entre o poço e a formação, chamado “overbalance”, fenômeno que ocorre quando a pressão criada pela injeção de fluido é maior do que a pressão natural do poço.

### 2.3.3 RECUPERAÇÃO

A recuperação é o processo em que o petróleo é levado à superfície para ser processado, estocado ou distribuído. Esse processo é dividido em duas etapas, recuperação primária e recuperação secundária.

#### 2.3.3.1 RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA

A recuperação primária é o processo (de recuperação) que ocorre apenas com o uso da energia pré-existente no reservatório, gerada pelo gradiente de pressão. No entanto essa energia é finita e à medida que o reservatório expelle os hidrocarbonetos, a pressão que impulsiona a saída do petróleo diminui, devido a redução de massa na rocha. No momento em que a energia do reservatório não é suficiente para expelir o conteúdo da rocha, é criada a demanda de métodos artificiais de retirada dos hidrocarbonetos. Há três métodos mais usados para a recuperação primária: mecanismos de gás em solução, mecanismo de capa de água e de influxo de água.

O mecanismo de gás em solução ocorre em reservatórios isolados e a energia usada na elevação deve estar na zona do óleo. Algumas frações do petróleo são voláteis e durante a expulsão do petróleo ocorre a vaporização dessas frações, que ficam confinadas no poço, gerando uma pressão adicional que conduz o petróleo a superfície. Esse processo inicia-se no mecanismo de gás em solução. A desvantagem desse método é que como o gás sai junto com o petróleo, o poço perde energia, sendo o fator de recuperação do reservatório menor do que 20% (Thomas, 2001). A Figura 2.9 apresenta uma curva da razão gás-óleo (RGO) e pressão versus tempo de produção durante uma recuperação primária por mecanismo de gás em solução.

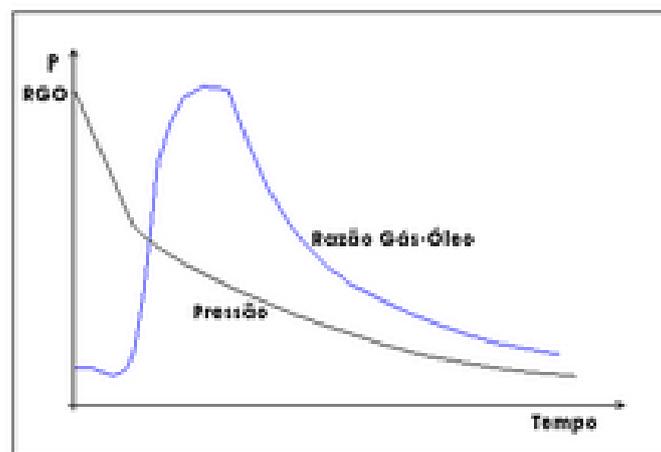


Figura 2.9 Mecanismo de gás em solução (mecanismos de produção de reservatórios EBAH)

O mecanismo de capa de gás (Figura 2.10) é possível quando os hidrocarbonetos estão nas fases líquidas e vapor em equilíbrio. Devido a menor densidade do vapor, este se acumula nas camadas superiores dos poros. Durante a produção do óleo, a pressão no interior do reservatório decai e a diminuição de pressão é sentida pelo gás que expande e impulsiona o óleo para fora do poço, mantendo assim a pressão no reservatório. O fator de recuperação desses reservatórios varia de 20 a 30% (Thomas, 2001).

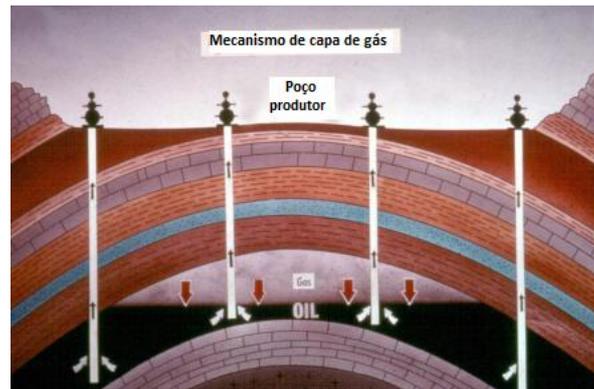


Figura 2.10 Recuperação primária por mecanismo de capa de gás (modificada Almeida, 2004)

O mecanismo do influxo de água (Figura 2.11) está relacionado à vizinhança da rocha matriz à um aquífero. Com a retirada do óleo, a pressão no reservatório decresce, e o aquífero passa a ocupar mais espaço no reservatório, mantendo a pressão elevada no poço, durante a produção. Os reservatórios com esse mecanismo têm fator de recuperação entre 30 a 40% (Thomas, 2001).

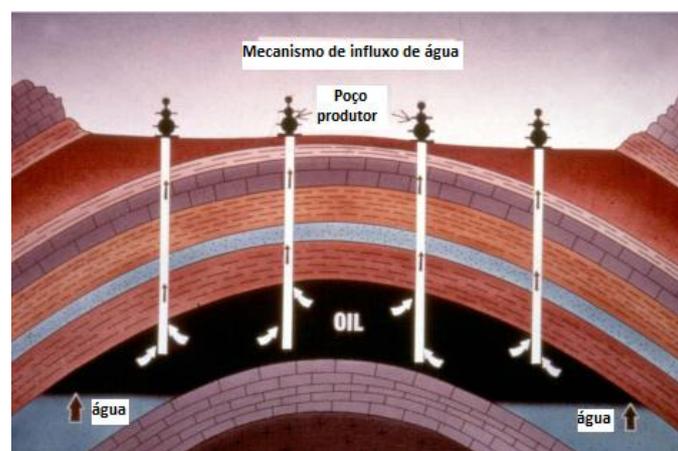


Figura 2.11 Recuperação primária por mecanismo de influxo de água (modificada Almeida, 2004).

### 2.3.3.2 RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA

Os principais métodos de recuperação secundária envolvem a injeção de gás imiscível na formação para manter ou elevar a pressão no reservatório. É um método de comportamento mecânico, ou seja, não há nenhuma interação que possa modificar os fluidos, tanto quimicamente como termodinamicamente (Gadelha de Souza, 2005).

O ideal é que a injeção de água ou de gás ocorra antes que a pressão diminua no reservatório. Isso garante que os investimentos e custos sejam baixos, sendo um dos métodos mais utilizados (Santos et al., 2010). Tanto a injeção de gás quanto a de água atuam expulsando o óleo, pois são imiscíveis aos hidrocarbonetos. No entanto, o gás deve ser tratado antes de ser injetado no reservatório, para evitar a cristalização da água naturalmente contida no gás. As Figuras 2.12 e 2.13 representam respectivamente a recuperação por injeção de água e de gás.

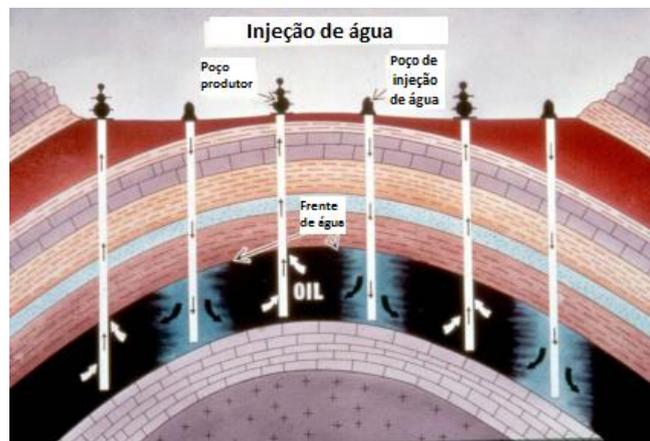


Figura 2.12 Método convencional de recuperação secundária por injeção de água (modificada Almeida, 2004)



Figura 2.13 Método convencional de recuperação secundária por injeção de gás imiscível (modificada Almeida, 2004).

Há também métodos especiais de recuperação secundária, necessários quando a produção é atrapalhada não só pela baixa pressão no reservatório, mas pela alta viscosidade do óleo e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Os métodos especiais podem ser térmicos e químicos dependendo da peculiaridade de cada processo (Curbelo, 2006).

#### 2.3.4 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO

O petróleo retirado das reservas apresenta inúmeros compostos, mas com predominância de hidrocarbonetos. Por essa razão faz-se necessário o processamento desse petróleo “bruto”, a etapa de processamento primário é a etapa final da produção. Essa fase que tem por objetivo separar óleo, gás e água, de modo que o óleo e o gás sejam destinados a refinaria e a água a uma estação de tratamento especializada em tratá-la. A metodologia de processamento do petróleo extrapola o escopo desse projeto e desta forma não serão apresentados detalhes sobre esse processo.

O objetivo deste capítulo foi apresentar as etapas de exploração de petróleo convencional para gerar uma base de comparação para o estudo de reservatórios não convencionais, que serão analisados no capítulo a seguir.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Neste capítulo é exposto um panorama geral de reservatórios não convencionais que começaram a ser explorados no início do século XXI, graças aos contínuos avanços tecnológicos. Será dado um enfoque no gás de folhelho.

Imagine um mundo em que as crises que acontecem no Oriente Médio, na Rússia ou em outros grandes fornecedores de combustíveis fósseis não causem preocupações aos que importam petróleo e gás, em que o medo de que os preços dos combustíveis fósseis aumentassem excessivamente, que assolava o futuro da indústria, tenha sido sanado. Isso se torna possível se as reservas de petróleo explorável estiverem mais uniformemente espalhadas.

Esse cenário não parece tão distante, graças às fontes de petróleo não convencionais. Com novas tecnologias de exploração, o aproveitamento das reservas de gás e petróleo de difícil acesso ou cujo produto precisa passar por processos químicos específicos para que seja apropriado ao uso, se torna possível. A previsão é que em médio prazo os preços de combustíveis fósseis voltem a cair e países que até então importavam petróleo e gases passem a ser autossuficientes (Costas, 2012).

Há várias tecnologias que trazem otimismo ao mapa de energia mundial. No Japão estão extraindo o gás chamado “gelo e fogo”, que leva esse nome porque os hidratos de metano se parecem com gelo. Encontrados em profundidades superiores a 500m e temperaturas de 4°C ou menos, são compostos de moléculas de água em estrutura sólida, em que as moléculas de gás natural ficam confinadas (Correa, 2013). As Figuras 3.1 e 3.2 se referem ao gás “gelo e fogo”, A Figura 3.1 mostra a combustão dos hidratos de metano e a Figura 3.2 contém algumas informações adicionais a respeito. Outra fonte não convencional que se tornou viável com o desenvolvimento tecnológico é o petróleo de areia betuminosa, que só é aproveitável se passar por processos de aprimoramento físicos e químicos (Costas, 2012).

A Figura 3.3 mostra um campo de exploração de areia betuminosa. É outra fonte de petróleo não convencional, viabilizada pelo avanço das tecnologias de extração, é o gás de folhelho, que usa a técnica de perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico (Figura 3.4), técnica de exploração que será descrita no capítulo 4. Outra fonte não convencional que pode ser citada é o gás e o óleo aprisionados em arenitos de baixa permeabilidade, *chamado tight sand gas e tight sand oil*, essa fonte já está sendo explorada nos Estados Unidos.



Figura 3.1 Fonte não convencional de hidrocarbonetos Gelo e Fogo (Bastos, 2014).

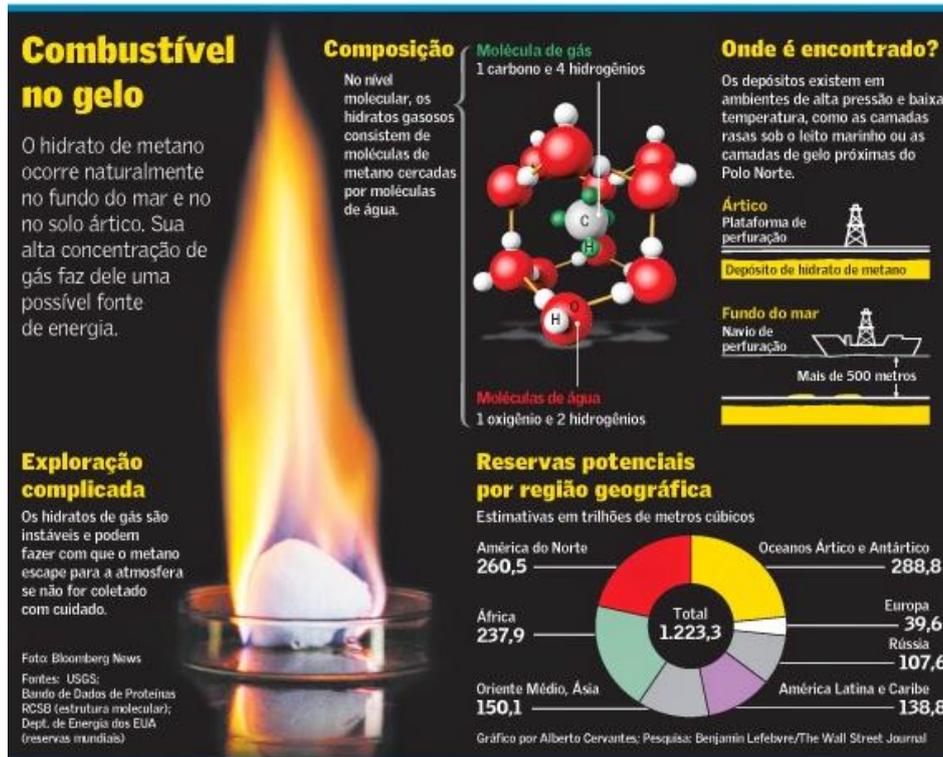


Figura 3.2 Fonte não convencional de hidrocarbonetos Gelo e Fogo (Bastos, 2014).



Figura 3.3 Areias betuminosas (Voxeurop, 2012).

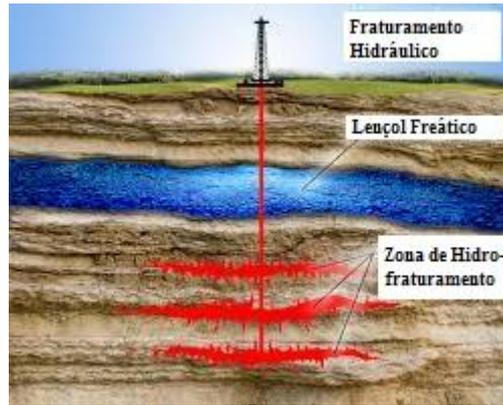


Figura 3.4 Fraturamento Hidráulico (modificada Macrobusiness, 2013).

Gás de folhelho, também chamado de “gás de xisto” é um dos três combustíveis fósseis não convencionais. O que o diferencia do gás natural é o local e a forma que está armazenado. O gás encontra-se confinado em formações rochosas pouco permeáveis ou impermeáveis. Os folhelhos são formações argilosas e de origem sedimentar, que contêm grande quantidade de matéria orgânica, podendo originar o gás. Na Figura 3.5 pode-se observar o folhelho de Utica, localizado no estado norte americano Ohio.



Figura 3.5 Folhelho de Utica (Jacobi, 2014).

O gás é comumente chamado de “gás de xisto” por causa de uma tradução equivocada do inglês para o português. O xisto é uma rocha metamórfica, que sofreu inúmeras transformações, impossibilitando a geração de gás. No entanto, o termo é válido, já que é muito difundido, usado inclusive por técnicos da área de petróleo.

A rocha folhelho pode ser classificada como rocha capeadora ou selante. A rocha capeadora ou selante é qualquer rocha que seja impermeável e funcione como uma barreira ao fluxo dos hidrocarbonetos em seu movimento ascendente em direção as áreas de baixo potencial hidrodinâmico (superfície da Terra). Ela fica imediatamente acima da rocha reservatório. Há outros tipos de rochas capeadoras, como calcários fechados e densos, assim como camadas de sal (halita, anidrita, etc.) e derrames não saturados.

Nas seções a seguir foi feito um estudo das teorias do processo de formação do petróleo, dos elementos essenciais de um sistema petrolífero, dos processos essenciais na formação de hidrocarbonetos e da migração dos hidrocarbonetos. O objetivo desse estudo é fazer uma abordagem geral, desde a formação do gás até o momento em que ele está pronto para ser extraído. É importante introduzir o conceito de sistema petrolífero, que será constantemente usado a seguir. O sistema petrolífero é um sistema físico-químico dinâmico que gera e concentra petróleo (Demaison & Huizinga, 1991). É um sistema natural que engloba uma rocha geradora e todas as acumulações dela originadas.

### **3.1 TEORIAS DE FORMAÇÃO DO PETRÓLEO**

Os processos de formação do petróleo, do gás natural convencional, do óleo e do gás de folhelho que serão mostrados a seguir, são semelhantes e se diferem no processo de migração. Assim se define que o termo petróleo faz referência tanto aos produtos e subprodutos dos hidrocarbonetos em forma de óleo e de gás. Este item e os itens 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 foram baseados na referência bibliográfica Farias (2007).

Assim como o carvão, o petróleo e o gás natural, o gás e o óleo de folhelho são essencialmente formados a partir de restos de plantas e animais que ficaram confinados nas rochas e foram deteriorados por micro-organismos há milhares de anos. No entanto, há diversas teorias a respeito da formação de combustíveis fósseis, que podem ser divididas em teorias inorgânicas (emanações vulcânicas, origem cósmica e síntese orgânica) e as teorias orgânicas (primórdio: vulcanismo, aquecimento de óleos animais, algas, carvão; teoria orgânica moderna).

As teorias inorgânicas defendem uma origem sem intervenção de organismos vivos de qualquer espécie, sendo mais desenvolvidas e defendidas na Rússia e Europa Oriental. Dentre essas teorias pode-se citar:

- **Emanações Vulcânicas:** associam a origem do petróleo a atividades vulcânicas;
- **Origem Cósmica:** propôs que a atmosfera dos grandes planetas (Júpiter, Saturno, Urano, Netuno) é composta principalmente de metano e outros hidrocarbonetos gasosos, além de vapor d'água. Enquanto a Terra estava quente (atmosfera primitiva da Terra possuía metano, amônia, nitrogênio e vapor d'água), os hidrocarbonetos estavam sob a forma de vapor; posteriormente a uma “chuva de petróleo que se infiltrou no solo”;
- **Sínteses Inorgânicas:** reações químicas envolvendo metais alcalinos livres (Na, K, Li), CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O no manto superior, próximo ao núcleo da Terra, gerariam eteno. Este material, através de reações químicas formaria os demais hidrocarbonetos, tanto os aromáticos quanto os saturados.

As Teorias Orgânicas postulam a intervenção de organismos vivos na formação do petróleo. A Figura 3.6 contém uma linha do tempo dos principais avanços no estudo das teorias orgânicas:

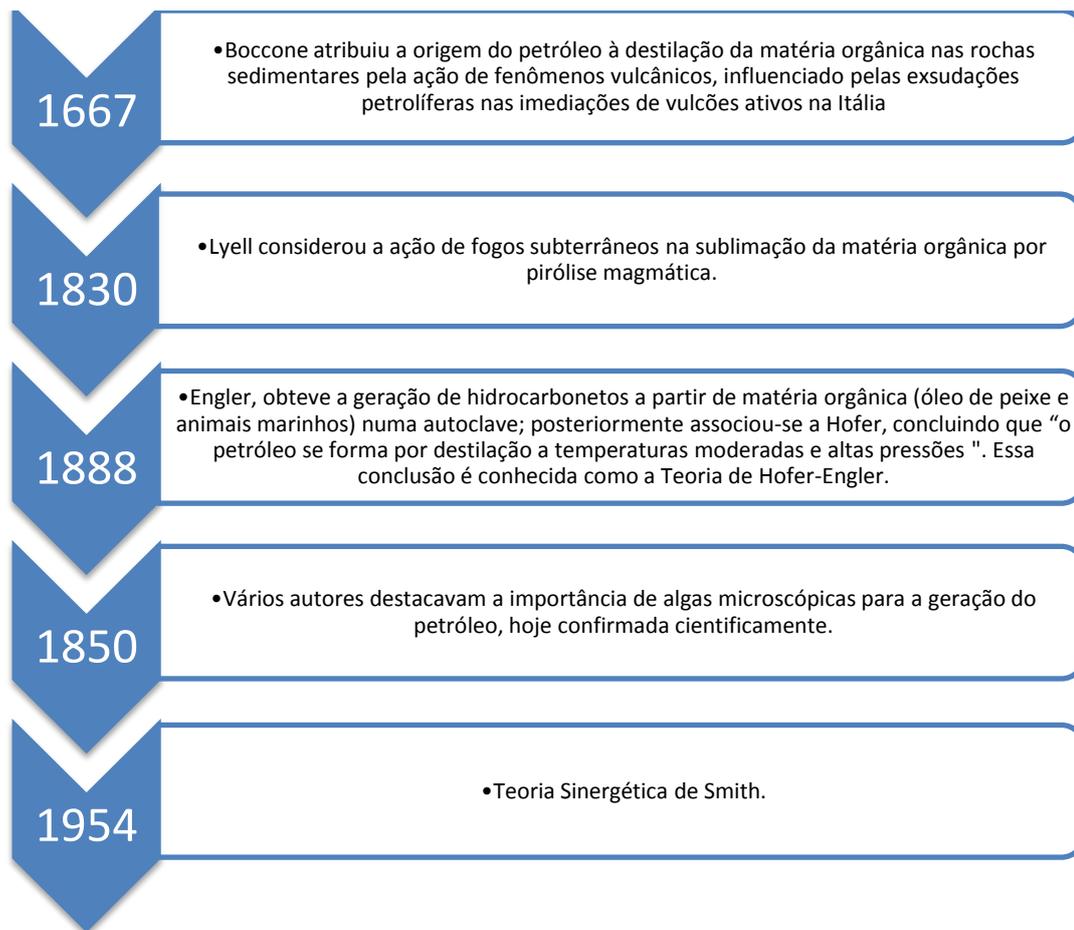


Figura 3.6 Linha do tempo das principais teorias de formação orgânica do petróleo.

Dados modernos mostram que o carvão gera pequenas quantidades de petróleo aromático e grandes quantidades de gás. A Teoria sinérgica de Smith (1954) postula que: sedimentos recentes de foz de rios no Golfo do México, os mesmos contêm hidrocarbonetos, que, em maior concentração, formam petróleo. Há algumas objeções a essa teoria, considerando que as quantidades de petróleo geradas são muito pequenas, não contêm todos os componentes do petróleo (sem fração gasolina) e predominam as n-parafinas ímpares (o petróleo tem todas, pares e ímpares).

Nas décadas de 60 e 70, foi estabelecido o conceito de rocha geradora, base da teoria orgânica: se foi encontrado petróleo, existe uma rocha geradora a ele associada. A teoria orgânica moderna foi definida nos seguintes termos: a matéria orgânica depositada com os sedimentos é convertida por processos bacterianos e químicos, durante o soterramento, num polímero complexo, o querogênio, que contém pequena quantidade de nitrogênio e oxigênio. Este processo é acompanhado pela remoção de água e pela compactação dos sedimentos. O querogênio, por sua vez, é convertido em hidrocarbonetos por craqueamento

térmico a maiores profundidades e temperaturas relativamente elevadas. São consideradas como evidências da origem orgânica do petróleo/gás:

- Mais de 99% das acumulações de petróleo se encontram em rochas sedimentares;
- É possível produzir hidrocarbonetos do petróleo em laboratório a partir da matéria orgânica (síntese). É ainda mais notável a produção de hidrocarbonetos por pirólise (aquecimento a temperaturas elevadas) do folhelho betuminoso;
- Disseminação de hidrocarbonetos em rochas geradoras: a proporção de óleo encontrada nas rochas geradoras é muito superior à quantidade encontrada nas rochas reservatório. Entretanto, os seguidores das teorias inorgânicas negam estas afirmativas; alegam que as concentrações de hidrocarbonetos nas geradoras são baixas e que há dificuldade de migração para o reservatório.

Estudos mais modernos mostram, porém, como será abordado adiante, que mais de 99% do petróleo formado nas geradoras são perdidos durante a migração até as trapas. O processo de migração é o que diferencia o petróleo e o gás convencional do de folhelho, onde a migração pode ocorrer, mas é barrado por rochas impermeáveis ou pouco permeáveis.

Comprova-se atualmente que o petróleo só ocorre em reservatórios intimamente associados a folhelhos e calcários ricos em matéria orgânica. Atualmente, no mundo ocidental e especificamente na Petrobras, as teorias orgânicas possuem maior aceitação entre os geólogos. Pode-se concluir também que a maioria dos geólogos e geoquímicos advoga origem orgânica para o petróleo, mas não descarta a origem inorgânica.

### **3.2 ELEMENTOS ESSENCIAIS DE UM SISTEMA PETROLÍFERO**

Alguns termos são essenciais para o estudo de um sistema petrolífero, Esses termos serão definidos a seguir:

- Rocha geradora: é aquela capaz de gerar acumulações comerciais de petróleo. Geralmente constituída por folhelhos e calcilutitos, é o local em que o petróleo é formado e expulso. Deve conter matéria orgânica abundante, ser sepultada em profundidades tais que a pressão, temperatura e o tempo geológico sejam ideais para que ocorra a transformação da matéria orgânica para querogênio e daí para o petróleo;

- Rocha Reservatório: é qualquer rocha que apresente poros ou fraturas capazes de armazenar e transmitir fluidos (gás ou óleo), isto é, tenha alta porosidade e permeabilidade. As principais rochas reservatório são arenitos, conglomerados e calcarenitos (grainstones), embora rochas fraturadas, que seriam normalmente selantes (embasamento cristalino, calcilutitos, folhelhos e basalto), também armazenem petróleo;
- Trapas: A trapa é uma feição tridimensional que concentra hidrocarbonetos, consistindo o conjunto da rocha reservatório e da rocha selante, a rocha selante impede a migração lateral e vertical do óleo acumulado na rocha reservatório;
- Rochas de sobrecarga: A acumulação de sucessivos estratos sobre as geradoras, em função da subsidência da bacia, é vital para que estas estejam aptas à geração de hidrocarbonetos, devido às elevadas condições de temperatura e pressão causadas pelo seu posicionamento cada vez mais profundo na bacia. As rochas de sobrecarga podem ter considerável impacto sobre a geometria da rota de migração e da trapa subjacentes (Magoon e Dow, 1994). Embora não incluídas por Magoon e Dow (1994) entre os elementos essenciais para um sistema petrolífero, as rochas carreadoras desempenham importante missão na acumulação de jazidas petrolíferas. São rochas permoporosas saturadas de água, percoladas pelos hidrocarbonetos expelidos pelas geradoras, em sua rota até as trapas.

### **3.3 PROCESSOS ESSENCIAIS NA FORMAÇÃO DE PETRÓLEO**

Nesta seção serão apresentados os processos essenciais na formação do petróleo.

- Processo de geração: consiste no craqueamento do querogênio, isto é, longas moléculas são quebradas para formar o petróleo. O sistema petrolífero é criado a partir do momento em que uma fase de petróleo é criada.
- Processo de migração: Engloba a movimentação do petróleo, desde gotículas no interior da rocha, até a sua acumulação. Ocorrem perdas substanciais no petróleo nesta fase. A migração pode ser lateralmente ou verticalmente.
- Processo de acumulação: É o preenchimento da trapa pelo petróleo gerado.
- Processo de preservação: Começa após a geração do óleo e do gás, a migração e a acumulação. Durante o período de preservação, ocorrem processos de reimigração, degradação física ou biológica e/ou destruição completa dos

hidrocarbonetos. Como o petróleo é uma mistura instável de compostos, sofrerá significativas mudanças físicas e químicas no tempo geológico. Logo, quanto maior o tempo de residência do petróleo na trapa, maiores as alterações que sofrerá. Durante o tempo de preservação o petróleo pode reimigrar para trapas terciárias, formadas depois de cessada a geração de hidrocarbonetos. No entanto, esse processo só ocorre se a atividade tectônica for significativa durante esse período, como em dobramentos, falhamentos, soerguimento ou erosão.

Se todos os elementos essenciais forem destruídos durante a etapa de preservação, a evidência de que houve um sistema petrolífero será completamente destruída. Um sistema em formação ativa ou recém-terminada não possui período de preservação.

### **3.4 TRANSFORMAÇÃO DA MATÉRIA ORGANICA NAS BACIAS**

O conjunto de processos de alteração do ciclo do carbono denomina-se processo de maturação. Há três estágios principais e consecutivos na evolução da matéria orgânica em sedimentos: Diagênese, Catagênese e Metagênese.

#### **3.4.1 DIAGÊNESE**

Após a incorporação nos sedimentos da matéria orgânica submetida a pequenas profundidades e baixas temperaturas (até 1000m e 50°C), a matéria orgânica passa por uma série de transformações denominada de diagênese. É a primeira etapa da alteração da matéria orgânica. Os restos de organismos aquáticos e/ou terrestres são alterados e/ou degradados por processos de transformação biológicos e químicos de baixa temperatura. O início da diagênese dá-se com a degradação bioquímica da matéria orgânica pela atividade de microorganismos (bactérias, fungos, etc) aeróbicos e anaeróbicos (Petroleum Geoscience Technology, 2010). Os sedimentos que contém a matéria orgânica perdem água com a compactação crescente e vão sofrendo modificações mineralógicas diferenciadas segundo a sua composição.

A atividade microbiana é maior na interface sedimento/água e a pequenas profundidades de soterramento, sendo responsável pela degradação de alta proporção da matéria orgânica originalmente depositada em moléculas mais simples, como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O (sob condições aeróbicas), daí para NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S e CH<sub>4</sub> (condições anaeróbicas), causando concomitantemente a remobilização de espécies minerais. A taxa de degradação da matéria orgânica bioderivada é variável. As proteínas e os carboidratos se transformam em

aminoácidos e em açúcares. Já os lipídios são convertidos em glicerol e em ácidos graxos. As proteínas e os carboidratos são compostos mais instáveis, enquanto os lipídios são mais resistentes à degradação (Petroleum Geoscience Technology, 2010), logo um fracionamento seletivo favorece substâncias não hidrolisáveis.

O produto final da diagênese é o querogênio, definido como a fração comum da matéria orgânica insolúvel em ácidos não oxidantes, bases e solventes orgânicos comuns presentes nas rochas sedimentares (Petroleum Geoscience Technology, 2010). O querogênio é formado a partir de ácidos orgânicos, que são os sobreviventes principais da degradação microbiana.

A proporção de querogênio resultante, tanto de reações diagenéticas quanto da preservação direta, depende da natureza do material orgânico inicial e do ambiente deposicional. Durante a diagênese, o único hidrocarboneto produzido em grande escala é o metano.

Do ponto de vista de exploração de petróleo, as rochas geradoras são consideradas imaturas neste estágio.

### 3.4.2 CATAGÊNESE

A catagênese ocorre em seguida à diagênese e se inicia em temperaturas da ordem de 50°C a 150°C, com a continuação do soterramento dos sedimentos. Isso resulta na formação sucessiva de óleo condensado. O querogênio (proto-petróleo) é termicamente degradado, sendo responsável pela geração da maioria do petróleo. O final da catagênese é alcançado após todo querogênio ter completado a perda de suas cadeias alifáticas (cadeias acíclicas). A principal fase de formação de óleo e gás úmido (temperatura entre 150 – 200°C), constituindo a Zona Madura de Geração de Hidrocarbonetos. A maturação é uma referência ao estado térmico alcançado pelas rochas. No período da diagênese a rocha é considerada imatura, mas ao passar pela catagênese ela já é considerada madura.

O princípio da catagênese pode ser chamado de “janela de geração de óleo”, estágio de produção majoritária de hidrocarbonetos líquidos. A segunda etapa da catagênese ocorre sob temperaturas mais elevadas, o querogênio passa pela zona regressiva de geração de óleo, fase em que os alcanos de baixo peso molecular são produzidos em maior proporção (Petroleum Geoscience Technology, 2010). Na etapa final da catagênese, a rocha geradora atinge a “janela geradora de gás”. A progressiva perda de componentes da estrutura do

querogênio prossegue de acordo com a resistência das ligações, com as ligações mais fracas quebrando antes das mais fortes.

Dentre inúmeros parâmetros utilizados para definir o grau de maturidade da rocha, o mais empregado é a medida da refletância vitrinita (%Ro). Essa técnica consiste na determinação, ao microscópio, do poder refletor de partículas de vitrinita, constituintes do querogênio. Na tabela 3.1 contém a relação entre a fase de formação do petróleo e o valor equivalente da refletância vitrinita (%Ro), também relacionando o nível de maturação da matéria.

### 3.4.3 METAGÊNESE

A metagênese é um processo semelhante ao que ocorre em uma panela de pressão. Ocorre a altas pressões e temperaturas (> 200°C), onde há destruição de hidrocarbonetos líquidos, sendo preservado apenas o gás seco, metano, e um pouco de oxigênio. Este estágio começa mais cedo que o metamorfismo da fase mineral, formando-se um resíduo carbonoso que em estágios mais avançados transforma-se em grafite.

Em seguida, na tabela 3.1, apresenta-se um resumo das fases de transformação de matéria orgânica na bacia.

Tabela 3.1 Nível de maturação em cada estágio de alteração da matéria orgânica (Passos, 1998 modificada).

Estágio	% Ro	Nível de maturação
Diagênese	< 0,60	Imaturo Zona de óleo
Catagênese	0,60 - 1,00	
Catagênese	1,00 - 1,35	Maturado Zona regressiva Zona de gás úmido
Catagênese	1,35 - 2,00	
Metagênese	> 2,00	Senil Zona de gás seco

### 3.5 MIGRAÇÃO

O processo em que ocorre a acumulação de petróleo nas rochas-reservatório em quantidades comerciais é chamado de migração, mecanismo no qual o petróleo escoou desde a rocha geradora até encontrar uma armadilha. A migração pode ser dividida em primária e secundária.

### 3.5.1 MIGRAÇÃO PRIMÁRIA

A migração primária é o processo de expulsão do petróleo das rochas geradoras, para as rochas reservatório, por meio de capilares e poros estreitos de uma rocha geradora madura ativa.

A primeira teoria proposta para o processo de migração primária considerava que ela pode ocorrer através de soluções moleculares, fase óleo ou gás, mediante gotículas de óleo ou bolhas de gás, ou ainda micelares ou coloidais. Esse conceito está ultrapassado e atualmente a teoria mais aceita diz que o mecanismo mais provável para a migração é que ela ocorre através de microfaturas causadas pelo alívio de uma superpressurização. A superpressurização é certamente o resultado da progressiva compactação de rochas geradoras seladas, da expansão dos fluídos (óleo e gás) com o aumento da temperatura, ou ainda devido a liberação da água formada pela desidratação de argilominerais com a compactação e a crescente temperatura resultante do soterramento. A Figura 3.7 mostra a migração primária e secundária.

### 3.5.2 MIGRAÇÃO SECUNDÁRIA

É o processo que leva o petróleo das rochas geradoras até as trapas, local onde ficam retidas as rochas reservatórios. O petróleo armazenado em uma trapa perturbada pode migrar para outra trapa até chegar à superfície, esse é o fenômeno ocorrente em locais com poços de exploração de petróleo superficial. A migração secundária é decorrente de um mecanismo bifásico de água e óleo, que gera uma movimentação e um fluxo contínuo governado por quatro parâmetros: (1) força de fluatibilidade; (2) diferencial de pressão; (3) diferencial de concentração; (4) fluxo hidrodinâmico.

Na última etapa da migração os hidrocarbonetos, após passarem pela rocha carreadora (rocha por onde o petróleo é transportado até a rocha reservatório), e atingir a trapa, inicia-se o processo de acumulação.

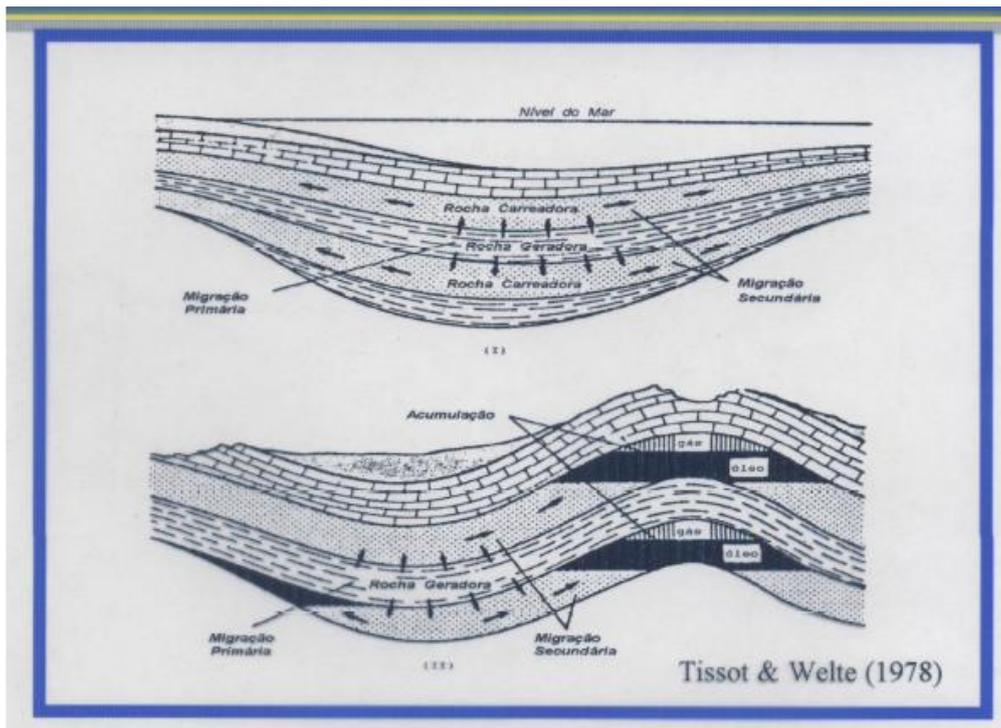


Figura 3.7 Principais tipos de migração do petróleo (Tissot & Welte, 1978).

### 3.5.3 MIGRAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO

É na fase de migração que o gás e o óleo de folhelho se diferenciam do petróleo convencional. A migração ascendente do petróleo e o aprisionamento em uma rocha reservatório de alta porosidade e permeabilidade não ocorre no caso de gás de folhelho. Esse fenômeno é devido à presença de uma camada rochosa impermeável, logo acima da rocha geradora. Como o petróleo é incapaz de migrar, a rocha geradora passa a atuar como rocha reservatório também, e os próximos passos de formação do petróleo, que são acumulação e preservação, passam a acontecer na rocha geradora.

No caso em estudo, as rochas geradoras são formações de folhelho, que dão origem ao nome gás de folhelho e óleo de folhelho.

### 3.6 GÁS DE FOLHELHO NO CONTEXTO MUNDIAL

Neste item, primeiramente será exposta a distribuição de gás de folhelho no mundo, seguido de uma abordagem mais específica da exploração do gás que já foi iniciada nos Estados Unidos. Outro tema abordado é a contextualização da exploração do gás na Europa e no restante do mundo. Para finalizar, há um enfoque para contextualização no Brasil.

Há diversos depósitos de gás de folhelho espalhados ao redor do mundo. Um estudo feito pela U.S Energy Information Administration (EIA, 2010) estima que em 138 fontes de gás e de óleo de folhelho, espalhados por 42 países, contêm 10% do óleo bruto do mundo e 32% do gás natural do mundo que são tecnicamente exploráveis. A Figura 3.8 representa a localização das bacias avaliadas com recursos estimáveis, das bacias avaliadas com recursos não estimáveis e também expõe os países que foram avaliados e os que não foram avaliados.

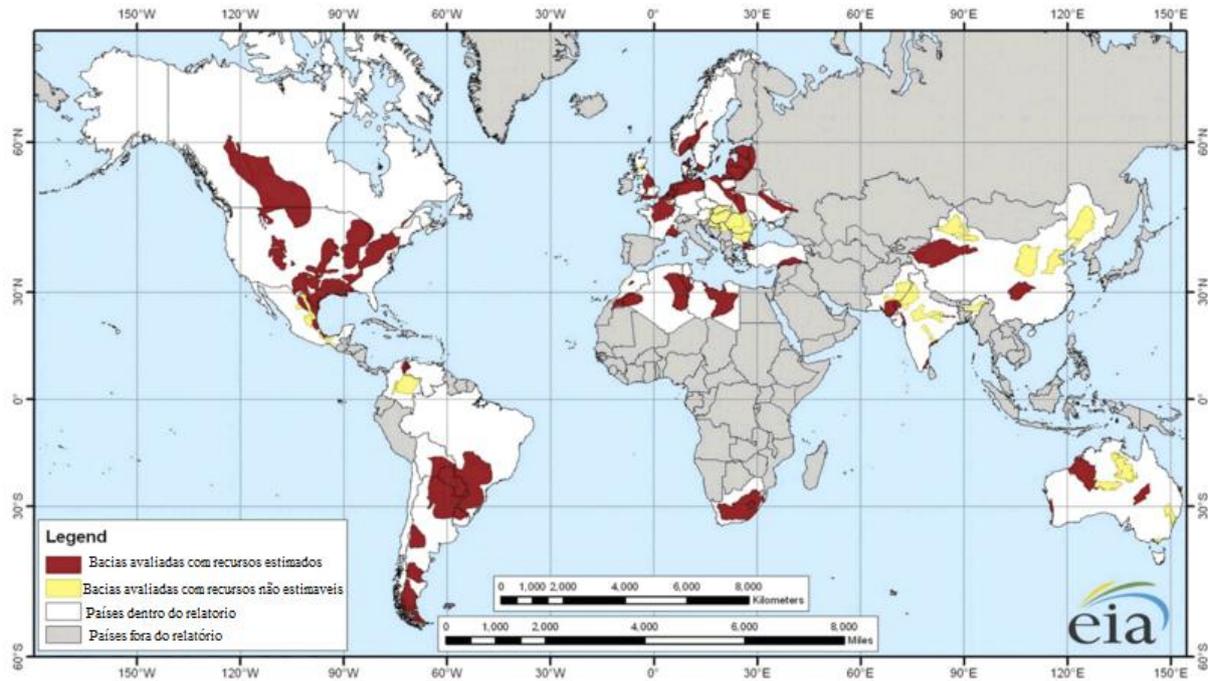


Figura 3.8 Bacias com formações de gás de folhelho avaliadas (modificada EIA, 2013).

Na tabela 3.2, pode-se verificar a quantidade de óleo e gás de folhelho em um contexto mundial, além disso, há uma comparação entre a quantidade de gás/óleo de folhelho e a quantidade de gás/óleo convencionais. Observa-se que as reservas folhelho aumentam em 11% a quantidade de óleo natural explorável; e 47% a quantidade de gás natural no mundo.

Tabela 3.2 Recursos tecnicamente exploráveis de gás e óleo de folhelho no contexto mundial total (modificado EIA,2013).

<b>Recursos tecnicamente recuperáveis de gás e óleo de folhelho no contexto mundial total</b>		
<b>Fora dos Estados Unidos</b>	<b>Óleo cru (bilhão de barril)</b>	<b>Gás natural (trilhão de pes<sup>3</sup>)</b>

Óleo e gás de folhelho	287	6.634
Sem ser de folhelho	2847	13.817
Total	3.134	20.451
Aumento no total de recursos	10%	48%
Porcentagem de folhelho em relação ao total	9%	32%
<b>Estados Unidos</b>		
Óleo e gás de folhelho	58	665
Sem ser de folhelho	164	1766
Total	223	2.431
Aumento no total de recursos	35%	38%
Porcentagem de folhelho em relação ao total	26%	27%
<b>Total Mundial</b>		
Óleo e gás de folhelho	345	7299
Sem ser de folhelho	3.012	15.283
Total	3.357	22.882
Aumento no total de recursos	11%	47%
Porcentagem de folhelho em relação ao total	10%	32%

Mais da metade das reservas de gás de folhelho estão concentrados em cinco países, China, Argentina, Argélia, Estados Unidos e Canadá. O Brasil é o décimo país com reserva tecnologicamente viável para a exploração do gás de folhelho. A tabela 3.3 contém o ranking dos países detentores das maiores bacias de folhelho do mundo.

Tabela 3.3 Ranking dos países com as maiores reservas de folhelho do mundo (modificado EIA, 2013)

Posição	País	Gás de folhelho ( trilhão de pés <sup>3</sup> )
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Argélia	707
4	Estados Unidos	665 (161)
5	Canadá	573
6	México	545
7	Austrália	437
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	245
	<b>Total Mundial</b>	<b>7.299</b>

### 3.6.1 A REVOLUÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO NOS ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos da América (EUA) são os pioneiros na extração de gás de folhelho, e até hoje são os únicos que já estão usando o gás para suprimento doméstico. A “Revolução de gás de folhelho” se refere à emergência do uso do gás para suprimento doméstico.

O gás de folhelho nos Estados Unidos cresceu de menos de 1% de uso doméstico produzido no ano 2000 para mais de 20% no ano 2010. Estudos feitos pelo EIA estimam que no ano 2035 o suprimento com gás de folhelho será equivalente a 46% do suprimento total de gás no país. Apesar do grande crescimento da produção em dez anos, os números só passaram ser significativos em 2005.

A revolução do gás de folhelho gerou inúmeros impactos globalmente e localmente significantes. O aumento no suprimento de gás gerou uma queda bastante

relevante nos preços de gás doméstico dos EUA. Por exemplo, em 2010 os preços da Henry Hub (principal centro comercial de gás nos EUA) caíram 46% de 2010 para 2012, apesar de o consumo tenha aumentado nesse período. Essa revolução afetou também os países que exportavam gás para os EUA, que perderam seu principal mercado, e, com a perda desse mercado, parte dos investidores de empresas importadoras e produtoras de gás natural retiraram seus investimentos.

Desde 2010, questões ambientais tem sido uma ameaça para a produção de gás de folhelho, ou pode-se dizer que a revolução de gás de folhelho tem sido uma ameaça para o meio ambiente. Para ambientalistas o fraturamento hidráulico é extremamente nocivo ao meio ambiente e a baixa dos preços do gás pode levar a uma retração na produção de energias renováveis. Isso tem causado um grande debate entre os ambientalistas e os produtores de gás de folhelho, gerando diversos estudos a respeito do impacto do fraturamento hidráulico no meio ambiente. Esse assunto será mais aprofundado no item 4. 3.

Apesar da oposição entre a preservação do meio ambiente e o fraturamento hidráulico, a produção do gás de folhelho continua crescendo e conseqüentemente os preços continuam reduzindo. Além disso, há estudos que comprovam que a tecnologia usada na revolução do gás de folhelho pode ser aplicada à produção de hidrocarbonetos líquidos. Esses fatores, somados a evolução de novas tecnologias, podem levar os EUA à autossuficiência energética, uma condição extremamente desejada pelo país, considerando as preocupações referentes à segurança de suprimento de óleo e os altos preços, e também devido às incertezas políticas geradas por revoluções nos países que detém grande parte das reservas de gás e de petróleo convencional. Portanto é bastante provável que a revolução de gás de folhelho irá continuar nos EUA.

A revolução de gás de folhelho levantou três questionamentos para o futuro. A primeira é se ela irá continuar a acontecer nos EUA, a segunda, se é possível reproduzir a mesma experiência em outras partes do mundo e a terceira é quais seriam as implicações na área de investimentos, tanto de gás natural, convencional ou não convencional, quanto na área de energias renováveis.

Tudo indica que a demanda de gás mundial crescerá, levando em consideração o consumo dos últimos anos e o crescimento populacional. Relatórios recentes feitos pelo IEA como *“Are we entering a Golden Age of Gas?”* (IEA, 2011) ou *“Golden Rules for a Golden Age of Gas”* (IEA, 2012) indicam que a demanda de gás pode crescer em mais de 50% até 2035. Com a continuidade da exploração de gás de folhelho no EUA e a criação de novos poços de exploração, as demandas de gás natural a preços acessíveis poderão ser supridas nas

décadas seguintes. Também para garantir esse suprimento, projetos e estudos de novas tecnologias para a exploração de gás de folhelho não podem ser interrompidos, pois caso isso ocorra em cinco e dez anos os mercados podem sofrer imensos cortes de fornecimento.

Ao mesmo tempo, o desenvolvimento tecnológico das operações de extração de gás de folhelho está progredindo muito rápido e extrapolando as expectativas. Os produtores aumentaram drasticamente a eficiência de drenagem. Além disso, o tempo de perfuração de poços reduziu drasticamente, de 30 dias para 10 dias por poço e a produção inicial aumentou. Ambas as mudanças levam a diminuição no valor do gás, gerando uma incerteza a respeito do valor do gás natural nas próximas décadas.

As consequências negativas do fraturamento ao meio ambiente podem ser uma ameaça para o crescimento da produção de gás de folhelho. A oposição de ONGs cresce desde que em 2005 a *Environmental Protection Agency* (EPA) usou o *Environmental Protection Agency* para excluir explicitamente o fraturamento hidráulico. Esse ato determina a estrutura básica para regular a descarga de poluentes em aquíferos nos EUA, regulando normas de qualidade para águas superficiais (EPA, 2005). Era de conhecimento geral que, no processo de fraturamento, substâncias químicas eram injetadas nos poços junto com água e areia. Porém, ao serem questionadas a respeito dos químicos usados no fraturamento hidráulico as empresas se recusaram a revelar a informação, alegando que não o fariam por razões comerciais. Com isso inúmeras teorias da conspiração surgiram. Até então as operações de extração de gás de folhelho funcionavam sem um relatório de impactos ambientais oficiais. A pressão crescente nas empresas resultou na transparência de inúmeras empresas a respeito do processo de fraturamento e dos químicos usados para o processo. Um Ato de Fraturamento (Fracking Act) já está em julgamento no Congresso Americano, e caso seja aprovado irá obrigar todas as operadoras de gás de folhelho a revelar quais produtos químicos adotam. A mídia americana também não é favorável ao fraturamento, tanto que o Instituto de Energia concluiu em 2012 que a mídia estava exagerando as consequências ambientais negativas do fraturamento (EIA, 2013).

Há também preocupações a respeito do tratamento da água após ser usada no fraturamento. Essa água pode conter metais pesados, elementos radioativos, e portanto, demanda tratamento especial para evitar contaminação de águas voltadas ao abastecimento local. Apesar de todas as mídias e as ONGs apontarem contra o fraturamento, um estudo feito pela University of Texas's Energy Institute (Sample, 2012), concluiu que as evidências de o fraturamento hidráulico ter gerado contaminação em aquíferos são mínimas, em alguns casos

inexistentes, mas ainda assim requisitaram às empresas operadoras para tomar maiores medidas de prevenção de acidentes ambientais.

Por fim, cabe destacar que desde que o presidente Nixon assumiu o comando dos EUA em 1973, a busca pela autossuficiência energética tornou-se um importante alvo político compartilhado por todos os seus sucessores. Em 1977 o Presidente Carter descreveu a crise energética como uma equivalente moral à guerra em um de seus discursos. Os eventos associados a revoltas no mundo árabe em 2011 e as tensões geradas entre o Iran e os EUA por causa do programa nuclear deram força ao anseio pela autossuficiência energética. Nesse contexto um possível substituto ao petróleo e gás convencional pode diminuir o poder político e econômico dos grandes produtores de gás como os países do Oriente Médio, Rússia e Venezuela.

### 3.6.2 GÁS DE FOLHELHO NA EUROPA

Após os conflitos envolvendo a Rússia e a Ucrânia na disputa pela Crimeia no ano de 2014, os Países da Europa Ocidental sentiram maior necessidade de novas formas de obter gás natural, dado que um terço do gás usado na Europa vem da Rússia. Não é a primeira vez que a Europa tem o suprimento de gás ameaçado pela Rússia. No dia primeiro de janeiro de 2006 o governo Russo decidiu que aumentaria o preço de 1000 metros cúbicos em 400%. A Ucrânia recusou o aumento e a Rússia fechou os registros dos gasodutos por algumas horas. Países como França, Alemanha, Áustria e Itália reportaram uma queda na vazão dos gasodutos de aproximadamente 30%. Outro episódio semelhante aconteceu três anos depois. Novamente no ano novo, a Rússia cortou suprimentos para Bulgária e Eslováquia, durante mais de duas semanas, até que por fim a Rússia e a Ucrânia entraram em um acordo que deveria durar dez anos (Kroeger, Hotten, 2014).

Por outro lado, em alguns países como França e Bulgária o fraturamento é proibido por razões ambientais. Na Polônia e no Reino Unido o processo já é legalizado. Os demais países europeus como Irlanda, República Tcheca, Romênia, Alemanha e Espanha declararam moratória à técnica de extração para poder analisar mais detalhadamente os impactos ambientais (Anderson, 2014).

O Reino Unido tem saído à frente dos demais países. Os *Lords* declararam recentemente que a exploração de gás de folhelho é uma “prioridade nacional urgente”. O Lord MacGregor, líder do comitê de Energia inglês em uma entrevista para a BBC chama a atenção para a urgência em iniciar o processo de extração de gás de folhelho devido à grande probabilidade de que em dez anos o suprimento de gás seja drasticamente reduzido. Além

disso, há a geração de novos empregos. No Reino Unido as estimativas iniciais indicam que 4.000 poços podem ser criados, o que geraria 64.000 oportunidades de emprego. A segurança no fornecimento de gás e a redução de importações energéticas tornam o país mais atraente para investidores. Mas além disto, os processos burocráticos podem atrasar a aprovação dos projetos de fraturamento, pois envolvem muitas agências governamentais, chamando mais uma vez a atenção para a urgência de dar inícios aos processos de fraturamento em grande escala.

Alguns poços de teste foram perfurados nos últimos quatro anos, mas o processo está enfrentando grande oposição pública, por causa de preocupações ambientais, oposição esta que não se restringe ao Reino Unido, mas está espalhada pelo mundo.

A Polônia foi mais ambiciosa e planejou a perfuração de 40 poços, mas até então só há um poço produzindo gás suficiente para torná-lo economicamente viável. O professor Stevens (2012), pesquisador sênior da Chatham House alega que o grande erro da Polônia foi aplicar a mesma tecnologia usada no EUA, pois a geologia polonesa é completamente diferente da americana (Stevens, 2012).

Há também alguns países europeus interessados em importar o gás de folhelho americano. A Lituânia, por exemplo, está construindo um novo porto que capacitará a importação de combustível fóssil de todo o mundo e também adquiriu um navio com grande capacidade para gás liquefeito e óleo para poder transportar o que importarem.

### 3.6.3 GÁS DE FOLHELHO NO RESTANTE DO MUNDO

Outros países como China e Argentina também estão na corrida para explorar o gás de folhelho. A China já enfrenta inúmeros desafios ambientais, dentre eles está a redução do uso de carvão e de óleo como matriz energética e o gás de folhelho pode ser a solução. Em um país onde os recursos naturais já estão exaustivamente explorados e os recursos de águas já são escassos, explorar gás de folhelho pode ser um grande salto no desenvolvimento do país. Além disso, a China é detentora da maior reserva de gás de folhelho do mundo, oferecendo um ótimo investimento de longo prazo. O governo chinês lançou uma proposta ambiciosa para exploração do gás, que visa uma produção total de 176bn de metros cúbicos para até 2015. Na Figura 3.9 pode-se observar o mapa da China com a distribuição dos folhelhos no seu território.



Figura 3.9 Distribuição de gás de folhelho na China (modificada Project Smart Explorer, 2012).

Em 2013, Buenos Aires sediou a conferência chamada Shale Gas World, onde as principais empresas de fraturamento e extração de gás de folhelho estiveram presentes. Toda a indústria assegura que no território chamado *Vaca Muerta*, região que pode ser observada na Figura 3.10 há uma estimativa de 802 trilhões de pés cúbicos de gás de folhelho, a segunda maior reserva do mundo como pode ser observado na Tabela 3.3. Esse depósito é suficiente para transformar a Argentina em uma grande potência industrial. Atualmente, a Argentina importa gás da Bolívia, fator que impulsiona o país a dar início às atividades de perfuração, pois como o resto do mundo a Argentina também busca a autossuficiência energética (Stainoh, 2013). A Figura 3.10 contém um mapa da região que possui a maior bacia de folhelho na Argentina.



Figura 3.10 Mapa da região "Vaca Muerta", maior bacia de folhelho da Argentina (modificada New York Times,2011).

#### 3.6.4 GÁS DE FOLHELHO NO BRASIL

O Brasil conta com a décima maior reserva de gás de folhelho do mundo, conforme descrito na Tabela 3.3. Os depósitos do gás estão espalhados por pelo menos sete estados, incluindo o Paraná e o Rio Grande do Sul. A principal reserva brasileira se localiza na Bacia do Paraná, na formação Irati, que fica na região sul, além de São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás. O total é de 6,4 trilhões de metros cúbicos e, além disso, há pelo menos mais quatro bacias com formação de folhelho, a Bacia do Parnaíba, do Parecis, do São Francisco, e do Recôncavo.

Segundo a ANP, o Brasil detém a segunda maior reserva de folhelhos do mundo, no entanto a Agência Internacional de Energia considera essa previsão superestimada e aponta o Brasil como o décimo lugar nas reservas mundiais.

A ANP indica que o tempo necessário para que o Brasil comece a explorar folhelhos é estimado em dez anos, esse período considera desde o momento em que o país decidir investir na exploração até o período em que a exploração efetivamente começar a acontecer. Enquanto que nos Estados Unidos esse período é de apenas dois anos.

As atividades exploratórias estão mais avançadas na parte localizada no estado de Minas Gerais da Bacia do São Francisco, onde foram concedidos 39 blocos exploratórios. As principais empresas detentoras de áreas para a exploração de folhelho na Bacia São Francisco são Imetame, Cemig, Orteng, DELP, Shell, Petrobras e Petra. A parte norte da bacia,

localizada na Bahia, ainda está em avaliação pela a ANP/BNDES. Na Bacia do Parnaíba foram concedidos nove blocos de exploração e na Bacia do Parecis, seis blocos. Apesar de a Bacia do Paraná ter um elevado potencial exploratório, nenhum bloco foi concedido ainda (BNDES, 2013). Embora já haja áreas concedidas, a exploração ainda não foi iniciada em nenhuma das regiões.

O grande condicionante no Brasil para efetivamente dar início às explorações é a viabilidade da produção do gás. Caso sejam encontradas as mesmas condições de exploração existentes nos EUA, os fósseis de folhelho serão tão vantajosos economicamente que podem inclusive inviabilizar a exploração de petróleo do pré-sal. No item seguinte será feito um estudo das condicionantes que tornam a exploração viável ou não.

### **3.7 VIABILIDADE DE EXPLORAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO**

Os altos custos do petróleo no ano 2000 viabilizaram a procura por novas fronteiras exploratórias como as fontes de petróleo não convencionais e a exploração *offshore*. No entanto, a tecnologia necessária para esse novo território energético também pode ter custos elevados. Portanto, para garantir que a exploração do gás de folhelho seja viável, estudos que vão além do mapeamento de reservatórios devem ser executados antes de iniciar as atividades de exploração.

Para que uma nova fonte de energia entre no mercado, é essencial que seja feito um estudo de viabilidade, principalmente em casos que demandam novas tecnologias, pouco acessíveis e de alto custo. Alguns dos fatores que influenciam na decisão de desenvolver a exploração de folhelhos são: o perfil da matriz energética e a necessidade de cumprir metas de redução das emissões de gás estufa, nível de preço do gás, custo de produção; localização das reservas, infraestrutura existente para escoamento de produção, processamento e armazenamento, e grau de aceitação do mercado consumidor (Lage et al., 2013).

O país mais avançado na exploração do gás de folhelho são os Estados Unidos. Os resultados foram significativos e como se pode observar no item 3.4.1, os preços de gás doméstico caíram drasticamente no país. Além disso, as previsões para o futuro são otimistas. Estudos indicam que até o ano de 2035 a produção pode crescer mais de 50%. Vários fatores corroboraram para que a revolução do gás de folhelho norte americana fosse possível, dentre eles podem ser citados:

- Alto consumo de gás doméstico no país;

- Escassez de reservatórios de gás e petróleo convencionais exploráveis no território;
- Anseio norte americano pela autossuficiência energética;
- Aumento crescente dos preços de gás importado;
- Instabilidade política de países exportadores de gás.

O sucesso dessa revolução norte-americana foi resultado de incentivos políticos, institucionais, econômicos, ambientais, geográficos e tecnológicos. O governo aprovou o projeto e incentivou a produção e exploração e já havia estrutura para escoamento da produção. Na Figura 3.11, é possível observar que as principais áreas exploráveis localizam-se em regiões com densa malha de transportes. Além disso, a nova fonte energética atraiu investimentos para o país (Lage et. al, 2013)

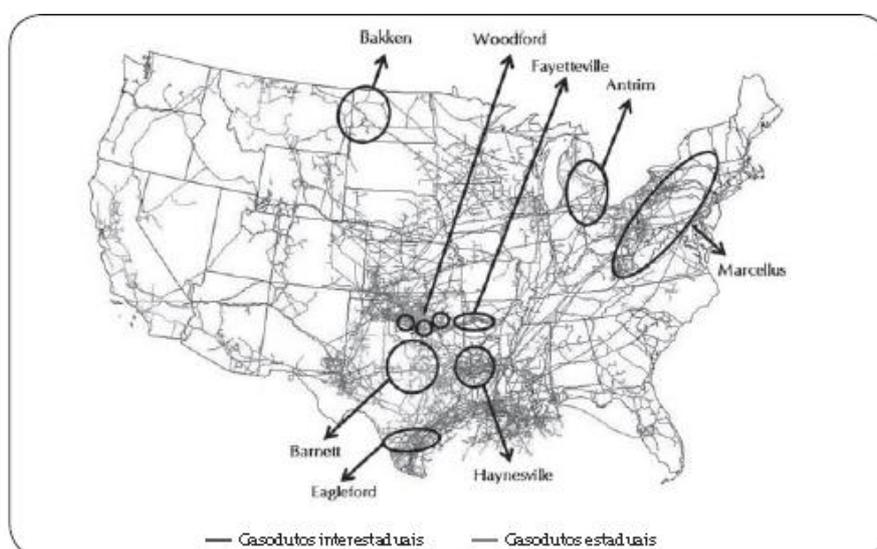


Figura 3.11 Mapa de distribuição de gasodutos nos Estados Unidos da América (Lage et al, 2013).

O Reino Unido já está realizando estudos para dar início à exploração de gás de folhelho. Alguns estudos iniciais indicam que podem ser perfurados 4.000 poços, gerando 64.000 empregos. Além disso, fornecerá ao país segurança no fornecimento de gás, fato que pode atrair mais investidores. No entanto, somente essas informações não são suficientes para garantir a viabilidade da exploração. Foi estimado que levará cinco anos até a perfuração de 20 a 40 poços para fazer um estudo mais aprofundado e assim afirmar ou negar seguramente a viabilidade da exploração de gás de folhelho.

Países que importam gás e petróleo, e que não têm petróleo convencional em seu território, mas têm comprovadamente reservas de folhelho são os maiores candidatos a darem

início a exploração dessa nova fonte de hidrocarbonetos. Por exemplo, em países como a Arábia Saudita, o Iraque ou Emirados Árabes, que são os grandes exportadores de petróleo do mundo, não é viável a exploração de folhelhos, já que esta é muito mais custosa e trabalhosa do que a exploração de petróleo convencional.

Como os poços de hidrocarbonetos não convencionais começam a produzir rapidamente, grande parte das despesas são custeadas durante a exploração, o que garante ao investidor uma taxa de retorno razoável. No entanto, o período que leva para que todas as despesas sejam cobertas pela produção (tempo para que ocorra o *payback*) é elevado, já que o pico de produção só ocorre após a completação de todos os poços. Ademais, as despesas de projetos não convencionais são significativamente maiores do que a de projetos convencionais.

No Brasil a exploração dessa fonte inovadora de hidrocarbonetos ainda é muito recente, mas já é comprovado que no território brasileiro há reservas mapeadas consideravelmente significativas, podendo ter um cenário favorável à exploração. A principal reserva brasileira encontra-se na Bacia do Paraná, mas está espalhada em até sete Estados. Os mapeamentos apontam a existência de mais quatro bacias, a Bacia do Parnaíba, do Parecis, do São Francisco e do Recôncavo.

Atualmente, as reservas totais de gás natural no território brasileiro são 459,4 bilhões de m<sup>3</sup>, localizadas em sua maioria no mar. Dessas reservas, 76,9 % estão distribuídas nos estados do Rio de Janeiro, do Espírito Santo e de São Paulo. Nessa região é onde ocorre a maior produção de gás do país, que, no entanto não é suficiente para suprir a demanda interna (do país), sendo necessária a importação de gás da Bolívia e da Argentina.

A participação do gás natural na indústria energética é em média 10% da oferta interna de energia do Brasil. O consumo de gás natural cresceu em taxa média anual de 7,34% de 2002 a 2011, fato ocorrido devido à grande competitividade do gás perante seus substitutos energéticos. Um dos principais determinantes da demanda por gás é o desenvolvimento econômico, estrutural e industrial. Em 2011, o consumo total de gás natural foi em torno de 28,5 bilhões de m<sup>3</sup>, sendo que 10,5 bilhões de m<sup>3</sup> foram importados, 24.1 milhões de m<sup>3</sup> é referente ao gás nacional e 6.1 milhões a variações de estoque. Além da demanda energética, o gás também é utilizado como matéria prima da indústria química em inúmeros processos.

Atualmente, há três características marcantes na produção brasileira de gás natural. Primeiramente, ela está concentrada na região sudeste do país, principalmente no litoral, já que os principais poços exploráveis estão no oceano. A segunda característica é que

a segurança energética brasileira está baseada em termoelétricas espalhadas pelo território do país, e a terceira característica é que a extração do gás está associada a exploração do petróleo, tornando necessário tecnologias de separação, tratamento e compressão do gás extraído. Essas três características refletem no custo do gás brasileiro e as duas primeiras tornam relevante à criação de uma malha de transporte mais eficiente.

A malha de gasoduto brasileira pode ser observada na Figura 3.12, sendo que há poucos gasodutos no país e estão basicamente concentrados no litoral. São 11.757 km de dutos, que se dividem em 2.276 Km de dutos de escoamento e 9.481 km de dutos de transporte. Há uma integração entre as redes Sudeste e Nordeste, mas que não é suficiente para uniformizar a quantidade de dutos no território. Há grande desigualdade na distribuição, sendo que a principal concentração de dutos é na macrorregião Centro-Sul, isso ocorre devido à concentração de reservas e de mercado consumidor na região.

Por ser ainda muito recente não há muitos estudos das tecnologias que serão necessárias especificamente no Brasil para que a exploração do gás de folhelho inicie. O cenário é animador, a possibilidade da independência energética, de aumentar o nível de empregos, reduzir a emissão de gases estufa e de elevar a competitividade das indústrias perante o mercado internacional são favoráveis à exploração de folhelhos. É importante ressaltar que o mercado consumidor americano distingue-se em vários aspectos do brasileiro, portanto as peculiaridades não podem ser ignoradas na avaliação de viabilidade.

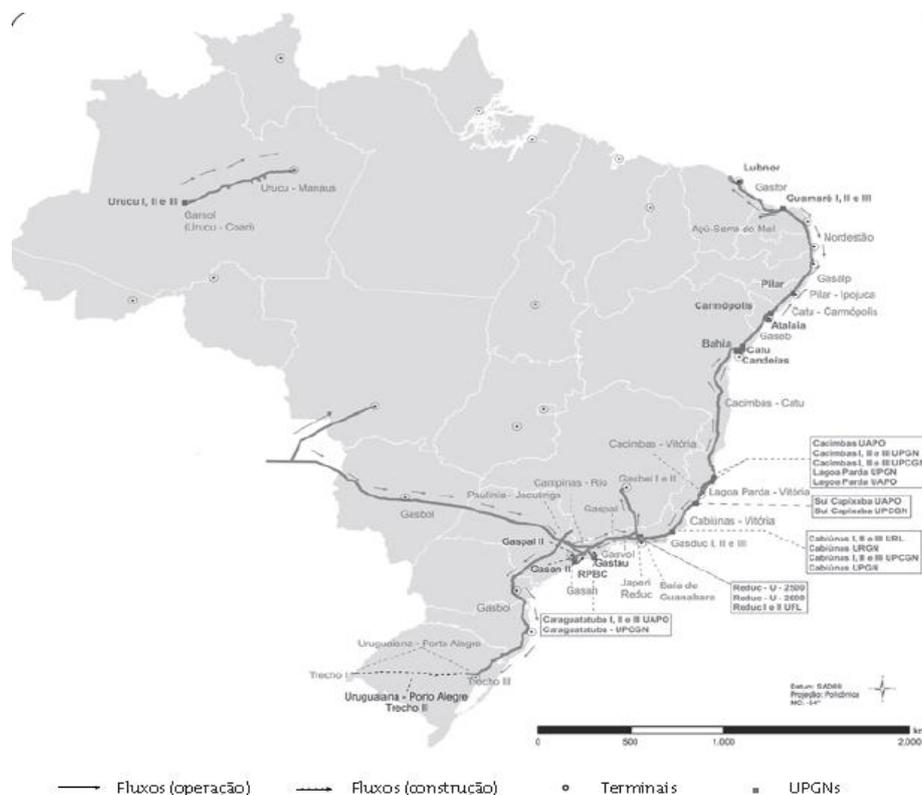


Figura 3.12 Mapa de gasodutos no Brasil (Lage et. al, 2013).

Além disso, para que a expansão da infraestrutura de transporte seja viabilizada é necessário que se estabeleçam polos industriais que demandem gás natural, dispersos pelo território brasileiro, estimulando e monetizando a construção de novos dutos. Quanto às diferenças geológicas encontradas nas bacias brasileiras, ainda há demanda de pesquisas e desenvolvimento de tecnologias para avaliar o potencial das bacias em terra, pois as avaliações atuais ainda são carentes e pouco precisas. Nos Estados Unidos a grande revolução do gás foi viabilizada por estudos que iniciaram na década de 70 e continuam em andamento.

A disponibilidade de sondas para perfuração e unidades de fraturamento hidráulico deve ser levada em consideração também. Atualmente a indústria de perfuração está voltada para a exploração *offshore*; sendo necessário que haja maiores esforços industriais para impulsionar a produção de sondas e unidades de fraturamento hidráulico.

Por fim, devem ser estabelecidos regras e padrões nacionais que considerem as características e peculiaridades do fraturamento hidráulico. Requisitos que levam em consideração a qualidade e a segurança do serviço devem ser exigidos nas licitações, leilões e concessões de blocos, para garantir que o melhor produto será oferecido ao mercado, evitando grandes impactos ambientais. Em 2014 a ANP estabeleceu algumas diretrizes para o fraturamento hidráulico no Brasil, que podem ser encontradas na Resolução ANP nº 21/2014. No capítulo seguinte, será exposta uma noção do processo de fraturamento hidráulico e de como esse processo pode impactar o meio ambiente e a sociedade, seja positivamente ou negativamente.

## 4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA- FRATURAMENTO HIDRÁULICO

A técnica de fraturamento hidráulico recebeu notoriedade recentemente devido a revolução energética causada pela exploração de reservatórios não convencionais nos Estados Unidos, principalmente de gás de folhelho. É um método de estimulação de poço de petróleo e gás natural que consiste basicamente na aplicação de um alto diferencial de pressão, através do bombeamento em alta velocidade de fluido viscoso (geralmente não newtoniano) no interior da formação, gerando fraturas de alta permeabilidade na rocha reservatório, superando a resistência mecânica da rocha e a tensão a qual ela está submetida (Smith, 2000).

As razões práticas que demandam o fraturamento são:

- Modificar o modelo de fluxo do reservatório, o fluxo passa a ser linear dentro da fratura e pseudo radial nas regiões que circundam a fratura. Isso aumenta a área do reservatório exposta ao fluxo e para o poço criam-se caminhos com menor resistência (Morais, 2013). A Figura 4.1 mostra como o fraturamento altera o fluxo na rocha.

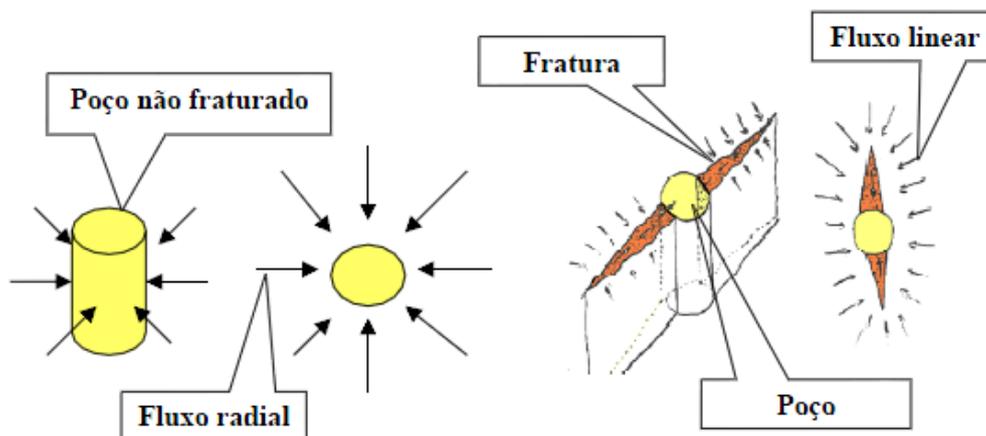


Figura 4.1 Estrutura do fluxo para um poço não fraturado e um fraturado (Castro, 2004).

- Ultrapassar regiões danificadas nas proximidades dos poços;
- Conectar regiões de maior porosidade efetiva;
- Conectar as fraturas naturais;
- Aumentar a área de exposição;
- Elevar o índice de produtividade de poços.

A efetividade do fraturamento hidráulico pode ser explicada com base na mecânica das rochas. As rochas no subsolo estão submetidas a tensões nas três dimensões, geradas pelo peso das formações superiores e das tensões horizontais. A direção do plano da fratura é controlada por essas tensões. A resistência natural da formação depende também do processo de cimentação e da compactação. Logo, as forças que mantêm a rocha unida são a resistência natural e a tensão resultante do peso das camadas superiores (Xiang 2011).

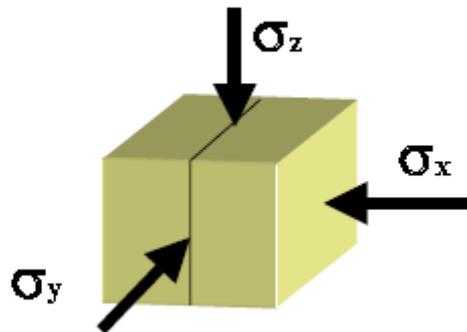


Figura 4.2 Tensões que atuam nas rochas das formações (Castros, 2004).

O poço de petróleo é cheio de fluido e possui uma tensão natural. Quando é injetado mais fluido, com uma pressão superficial aplicada, a tensão interna da rocha aumenta. No momento em que a tensão aplicada torna-se maior do que a tensão que mantém a rocha unida forma-se uma fratura perpendicular ao plano de tensão principal mínima. Enquanto houver pressão suficiente gerada pela injeção de fluido no poço, a fratura se estenderá ((Xiang 2011)

## 4.1 ETAPAS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

### 4.1.1 SELEÇÃO DO POÇO PARA FRATURAMENTO

O sucesso de uma operação de fraturamento depende da qualidade dos poços escolhidos. A seleção do poço deve levar em consideração, inúmeras variáveis, dentre elas destacam-se: permeabilidade, distribuição de tensão *in situ*, viscosidade dos fluidos contidos no reservatório, fator de dano à formação, pressão do reservatório, profundidade do reservatório e condições mecânicas do poço (Oliveira, 2012).

No entanto, nem sempre a seleção do poço está relacionada a aspectos técnicos do reservatório e ao desempenho da fratura. Outros aspectos podem ser condicionantes para a

escolha de um poço a ser fraturado como: proximidade a lençóis freáticos, limitações de pressão na cabeça do poço, tubulações de baixa qualidade, falta de infra-estrutura para o fraturamento, pressões e temperaturas elevadas no poço, dentre outros (Martin, 2010).

#### 4.1.2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Após a escolha do melhor candidato ao fraturamento, deve-se iniciar o planejamento da operação. O planejamento é determinante para garantir o sucesso do fraturamento. Envolve a coleta de dados para simulação, escolha de fluidos e dos propantes e análises mecânicas da formação. Esses passos serão descritos nos próximos itens.

##### 4.1.2.1 COLETA DE DADOS

A coleta de dados é essencial para que possam ser feitas simulações do reservatório e das fraturas. Esses dados podem ser divididos em dois grupos: os que são controlados por engenheiros e os que são estimados ou inferidos porque não se tem muita informação a respeito.

As informações do primeiro grupo envolvem características como completação, volume de tratamento, taxa de injeção, fluido de fraturamento, volume de propante, viscosidade, tipo de agente propante, aditivos contra perda de fluido, etc. Por outro lado, as informações do segundo grupo enquadram-se em medidas como profundidade de formação, tensões *in-situ* na zona de interesse e camadas adjacentes, permeabilidade e espessura do reservatório. Os dados do segundo grupo podem ser inferidos por meio de perfilagens, amostragens e testes de formação ou estimados através de poços de correlação (Oliveira, 2012).

##### 4.1.2.2 ESCOLHA DO FLUIDO DE FRATURAMENTO

A principal função do fluido de fraturamento é criar um diferencial de pressão necessário para gerar a fratura e em seguida, manter a abertura dos canais criados por meio da locação de agente propante no interior da rocha reservatório (Oliveira, 2012). Durante a perfuração do poço grande parte do fluido é expelida.

O fluido de fraturamento também deve agir como uma camada protetora, uma espécie de reboco nas faces da fratura, sem que danifique a fratura (reduza a permeabilidade), essa camada é necessária para evitar a perda do fluido para a formação e também para garantir a sustentação das faces da fratura.

Outra propriedade que deve ser observada na escolha do fluido é a viscosidade, esta deve ser baixa na coluna, evitando a perda de carga, mas alta durante a propagação e o fechamento da fratura, evitando que o agente de sustentação decante. A alta viscosidade garante também que seja aberta uma fratura de tamanho adequado.

Os principais fluidos usados são fluidos gelificados, água pura e água com cloreto de potássio, espuma em gel, ácidos, e combinação de diferentes fluidos. Eles podem ser incorporados com aditivos com diversas funções, estabilizar a espuma, limpar a formação, reduzir a tensão superficial e inibir vazamentos. Os aditivos podem ser biocidas, surfactantes, ácidos oxidantes, emulsificantes e redutores de atrito. A Figura 4.3 tem os componentes do fluido de fraturamento em porcentagens.

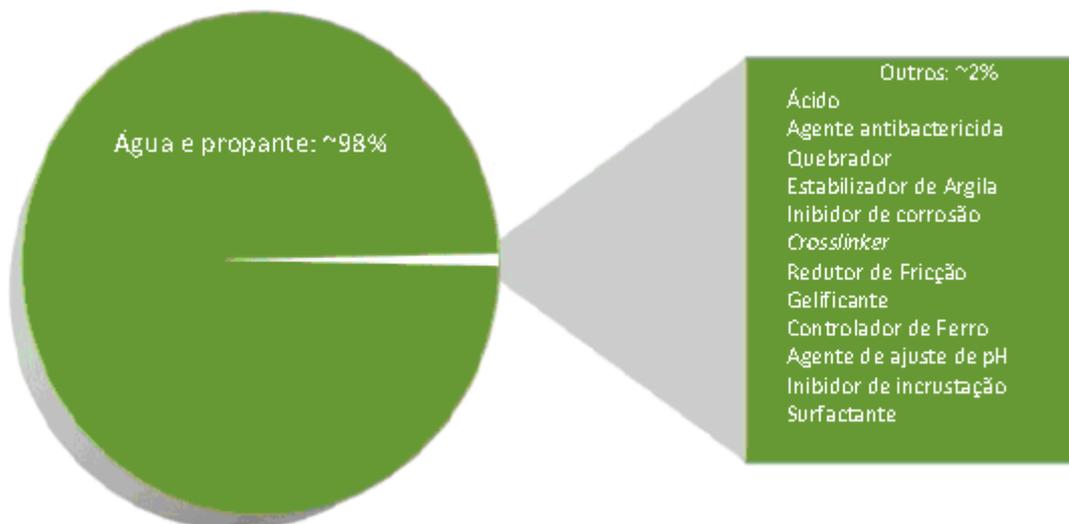


Figura 4.3 Composição básica dos fluidos de fraturamento (Oliveira, 2012)

#### 4.1.2.3 ESCOLHA DO AGENTE PROPANTE

A escolha do agente propante é essencial para garantir um bom fluxo de extração de hidrocarbonetos no poço, pois ele é responsável por sustentar paredes das fraturas quando a injeção do fluido é cessada.

As principais propriedades a serem observadas na escolha do propante são: resistência ao esmagamento, tamanho das partículas e quantidade de finos, esfericidade e arredondamento dos grãos.

- **Resistência ao esmagamento:** Os propantes devem resistir às pressões internas impostas pelas rochas. A resistência de fechamento é dada pela

diferença entre a pressão de fraturamento e a de produção do poço. A resistência do propante deve ser maior que a tensão de fechamento, para evitar o esmagamento dos grãos e conseqüentemente reduzir a produção de finos, que diminui a condutividade da fratura ( Salas Cachay, 2004).

- **Tamanho das partículas e quantidade de finos:** Partículas de grandes diâmetros são o ideal para garantir bom fluxo nas fraturas. No entanto, partículas com maior diâmetro esmagam mais facilmente do que as de menor diâmetro. Em formações compostas por muitos finos e impurezas, o ideal é usar grãos de menor diâmetro, pois quando são usados grãos de maior diâmetro, as impurezas e os finos podem invadir os canais entre a fratura e diminuir a condutividade da fratura. Complementarmente, grãos de menos dimensão, embora tenha baixa condutividade inicial, a condutividade é mais constante do que de grãos maiores, cuja condutividade reduz consideravelmente (Salas Cachay, 2004). Por tanto, em regiões mais profundas, o ideal é adotar grãos de menor diâmetro e apenas em regiões de baixa pressão com baixa presença de finos e impurezas, adota-se grãos maiores.
- **Esfericidade e arredondamento dos grãos:** o arredondamento determina o quanto as bordas do grão é pontiagudo e a esfericidade mede o quanto o grão se aproxima de uma esfera. Quanto mais esféricos e uniformes forem os grãos, quando submetidos a altas pressões, menor é o esmagamento, conseqüentemente a produção de finos.

Após escolher o local ideal para perfurar o poço, escolher o fluido de fraturamento e o propante a ser adotado, pode-se dar início às atividades de perfuração, assunto que será explorado no item a seguir.

#### 4.1.3 PERFURAÇÃO DO POÇO

A perfuração do poço exige uma série de processos para que possibilite a produção de hidrocarbonetos com excelência e segurança ambiental. Inicialmente o processo de perfuração é similar à perfuração do poço de petróleo convencional. É feita a perfuração e quando atinge a profundidade ideal para a produção, previamente determinada em projeto, retira-se a coluna de perfuração e injeta-se água sem aditivos para garantir a retirada dos

sólidos do poço. Em seguida é colocado um tubo de aço e após a colocação do tubo, injeta-se cimento ao redor do tubo, para garantir a impermeabilidade do fluxo.

Os poços de produção de fósseis de folhelho se diferenciam dos demais após a perfuração do poço vertical. Neste momento, quando o poço já está na profundidade da rocha reservatório, faz-se necessária a perfuração horizontal da rocha, dando continuidade ao que já havia sido perfurado. O revestimento da parte horizontal do poço é semelhante ao da parte vertical, composta por um tubo de aço e entre este tubo e a rocha faz-se a cimentação.

Uma vez que o poço está cimentado, são injetados na parte horizontal, que está contida no folhelho, explosivos para gerar as fraturas iniciais e levar a completação do poço. As explosões não influenciam na superfície, pois geralmente ocorrem em profundidades maiores do que 1,5 km. Uma vez que acontecem as explosões, dá-se início ao processo de fraturamento hidráulico. O fluido misturado com o propante é bombeado para dentro do poço, submetido a altas pressões. O diferencial de pressão faz com que as fraturas aumentem e o propante garante que as fraturas permaneçam abertas. Por fim, a produção pode ser iniciada. A Figura 4.4 apresenta um esquema de como é feito o fraturamento hidráulico.

Todo o processo de desenvolver um poço leva de três a cinco meses para terminar. Em média se gastam três semanas para preparar o local, quatro a cinco semanas para perfurar o poço e um a três meses para a completação, o que inclui um a sete dias de estimulação do poço (Marathon Oil Corps, 2012).

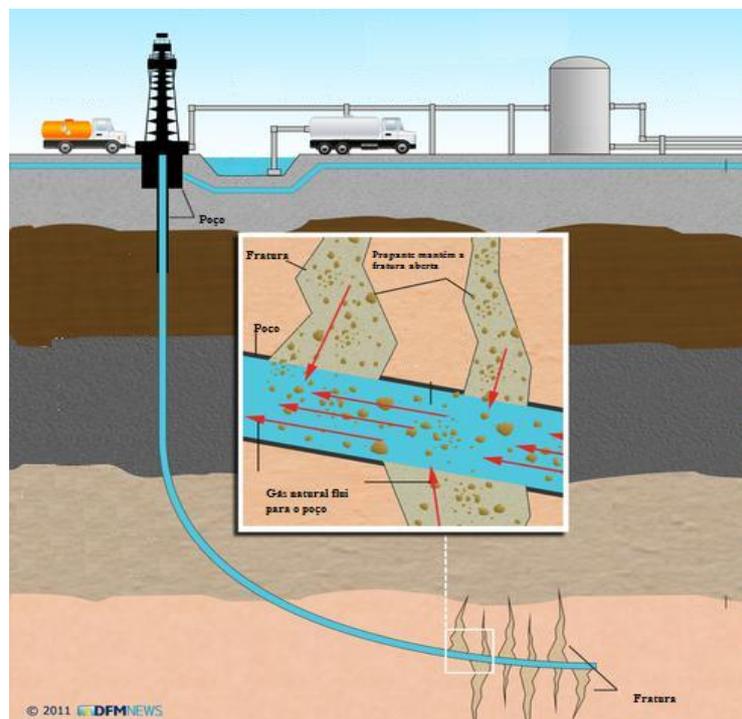


Figura 4.4 Fraturamento hidráulico (modificada Aljazeera, 2013).

## **4.2 DIFICULDADES NO PROCESSO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO**

Embora haja diversos estudos para a simulação e aplicação do fraturamento hidráulico, essa ainda é uma técnica que desafia os cientistas e engenheiros. As principais dificuldades do método são: O fluido não é newtoniano, seu regime é transiente e o fluxo não segue a lei de Darcy, as fraturas não são facilmente previstas e podem migrar para camadas superiores ou inferiores, pode haver perda de fluido em fraturas pré-existentes, há chances de erro ao estimar o volume de gás no reservatório, além de haver a chance de a permeabilidade local ter sido má estimada (Morais, 2013).

Prever a evolução das fraturas é um processo bastante complexo e essencial para a eficiência e segurança da produção de folhelhos, mas é uma das maiores dificuldades encontradas no processo. Alguns modelos bidimensionais foram criados para estudá-las, eles consideram a altura da fratura e relacionam com o comprimento da abertura. Os três modelos mais utilizados são PKN, KGD e radial, que fornecem estudos que dão uma idéia de como a fratura se comporta, mas que não são exatos.

## **4.3 ASPECTOS SÓCIO-AMBIENTAL**

### **4.3.1 IMPACTOS AMBIENTAIS**

Como qualquer outra intervenção na natureza, a exploração de folhelhos pode causar impactos ambientais em grande escala. Além disso, ONGs e ambientalistas alegam que com essa nova fonte de hidrocarbonetos, o universo energético pode ficar preso aos combustíveis fósseis, concentrando os investimentos na exploração de fontes não convencionais e deixando em segundo plano os investimentos em fontes de energia renovável.

Recentemente a *World Watch Institute*, concluiu que o risco ambiental mais significativo associado ao desenvolvimento de gás de folhelho é similar ao associado com gás convencional extraído em terra; incluindo a migração de gás e a contaminação de lençóis freáticos devido a poços com falhas na construção, rupturas, vazamentos subterrâneos e derramamento de esgoto e produtos químicos usados durante a drenagem e o fraturamento (Stevens, 2010).

Ou seja, diversos riscos operacionais representam ameaça ao meio ambiente, como pequenas explosões, terremotos em pequena escala, incêndios, vazamentos e danos aos poços e aos trabalhadores, decorrentes principalmente das etapas que compõe o fraturamento hidráulico. Segundo professor Dr. Luiz Fernando Scheibe em entrevista (IHU, 2013) “O

*fracking* é tão agressivo do ponto de vista ambiental que pode causar a reabertura de fraturas e essas conseqüentemente se comunicarem com os aquíferos.”.

Nos Estados Unidos, novas pesquisas registram a presença de químicos associados ao fraturamento que estão vazando dos poços de gás nos lençóis freáticos próximos aos poços. Um estudo feito por pesquisadores da Duke University que fica em Durham, no estado da Carolina do Norte, realizado nos arredores da Formação de Marcellus (vide Figura 4.5), que vem sendo explorada pelo fraturamento hidráulico, indicam que os lençóis freáticos estão sendo contaminados devido às atividades de exploração. A última análise, feita em junho de 2013 concluiu que o contaminante é o próprio gás, que está sendo desviado para fora da terra de uma profundidade de 2.000 a 3.000 metros. Os estudos revelaram que a contaminação é mais intensa nas proximidades dos poços, revelando que a causa dos vazamentos é proveniente dos poços mal dimensionados e construídos, que permitem o vazamento do gás (Tollesfson 2013).



Figura 4.5 Mapa referente a formação de folhelho de Marcellus (Tollesfson, 2013)

O processo de fraturamento hidráulico requer milhões de litros de água, misturada com compostos químicos e partículas propantes (areia ou partículas de cerâmica). No folhelho de Macellus, por exemplo, o fraturamento de um poço pode demandar 3,8 milhões de litros a até 19 milhões de litros de água (Sunshine, s. d.).

O resíduo resultante do fraturamento, não pode ser despejado diretamente em aquíferos, mas deve ser tratado minuciosamente, para garantir a segurança da pureza da água para consumo. Há dois tipos de resíduo: (1) *flowback*, após o término do fraturamento hidráulico, a pressão no poço é liberada e a água e o excesso de propante voltam à superfície do poço; (2) água produzida, após a drenagem e o fraturamento de um poço estar completo, a água volta para a superfície, carregando gás natural diluído. Parte dessa água provém do

fraturamento e parte é resultado de formações geológicas naturais. A quantidade de *flowback* e água produzida variam muito entre os poços e entre as diferentes formações folhelho.

O resíduo do fraturamento hidráulico pode conter:

- Compostos químicos industriais como: sódio, ferro, magnésio, bário, estrôncio, manganês, metanol, cloro, sulfato e outros compostos;
- Hidrocarbonetos como: benzenos tóxicos, tolueno, etilbenzenos, e xilenos, que podem ser liberados durante a drenagem do gás;
- Materiais radioativos como: rádio, urânio e tório. A U.S. Environmental Protection Agency (EPA) estabelece limites para as concentrações de compostos radioativos no esgoto do fraturamento.

Portanto todo tipo de resíduo proveniente do fraturamento deve ser tratado. Se possível a preferência é que haja uma reciclagem dos metais dissolvidos nessa água.

Outro fator que preocupa ambientalistas e ONGs são em relação as fontes de energias renováveis. Eles alegam que com o advento de reservas tão ricas e exploráveis de gás e de óleo os investidores e os estudos tecnológicos se voltariam para as fontes de petróleo não convencionais, deixando em segundo plano as fontes renováveis, mantendo a dependência de combustíveis fósseis pelas próximas décadas. Em entrevista à BBC England, o Lord MacGregor, líder da Comissão de Assuntos Econômicos do Reino Unido, ao discursar sobre a urgência de iniciar os processos de exploração de folhelhos, para garantir a segurança energética britânica, foi questionado pela ambientalista Caroline Patrícia Lucas, membro do parlamento Inglês desde 2010, a esse respeito. Ela disse: "Nossa prioridade é investir em energias renováveis", e o Lord MacGregor deu a seguinte resposta: "Eu sou a favor das iniciativas renováveis tomarem lugar, mas olhando dez anos à frente, isso não vai atender nossas exigências energéticas" (BBC, 2014).

Embora haja impactos ambientais, há também benefícios ao meio ambiente. Em termos de preservação ambiental, o gás natural é uma energia relativamente limpa, dado que a combustão do gás emite menos gases estufa se comparada ao óleo, emitindo 30% menos de carbono, ou ao carvão, emitindo 50% menos de carbono. Além disso, as emissões de mercúrio e óxidos de enxofre e de nitrogênio (SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>) também são reduzidas (Stevens, 2012). Certamente esse benefício só é real se vazamentos de gás forem evitados, pois o metano é um gás que produz efeito estufa tanto quanto o carbono. Cientistas da New York's Cornell University descobriram que emissões fugitivas geradas durante o fraturamento, a completação e o escoamento, deixam um rastro maior de carbono do que óleo e carvão. As

emissões podem ser tão altas a ponto de, em uma análise que visa somente o aspecto ambiental, anular a viabilidade do gás de folhelho.

Os ambientalistas e as ONGs não estão convencidos dos benefícios do gás de folhelho. Em alguns países o fraturamento é proibido. Na Figura 4.6 pode-se observar um grupo inglês protestando contra o fraturamento hidráulico.



Figura 4.6 Protestos contrários ao fraturamento hidráulico.

### 4.3.2 IMPACTOS SOCIAIS

As formações de folhelho ocorrem principalmente em áreas rurais. Grandes aumentos do tráfego de transportes, de maquinário e trabalhadores pode afetar drasticamente a rotina das comunidades rurais. Embora haja benefícios econômicos para a região, a infraestrutura pode sofrer danos rapidamente. Além da poluição sonora e visual causada pelas sondas de drenagem que atuam 24 horas por dia, e da poluição do ar e da água caso haja vazamentos.

## 5- SIMULAÇÃO DO MODELO PKN CONSIDERANDO O LEAK OFF

O modelo PKN (Perkins–Kern–Nordgren) é o modelo mais difundido na indústria de petróleo para simular o fraturamento hidráulico. Largamente usado para auxiliar na concepção de tratamentos de fraturamento hidráulico que são concebidos para melhorar a recuperação de hidrocarbonetos de reservatórios subterrâneos.

Neste capítulo serão estudados dois métodos de cálculo para o modelo PKN, o primeiro é o de Detorney modificado por Morais (2013) e o segundo por Kovalyshen & Detournay (2009). Os dois modelos se diferenciam durante a definição das hipóteses e das variáveis principais que regem o estudo das fraturas hidráulicas. Além dessa comparação o estudo vai incluir o *leak off* usando apenas o segundo modelo de cálculo.

### 5.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA POR DETOURNAY MODIFICADO POR MORAIS (2013)

As equações que governam o processo de fraturamento hidráulico são: equação de continuidade do fluido, lei de fluxo e comportamento mecânico da rocha.

#### 5.1.1 DINÂMICA DOS FLUIDOS

A pressão do fluido injetado durante o processo de fraturamento hidráulico é considerada uniforme na seção transversal da fratura, variando na direção horizontal de propagação e de acordo com a vazão com que o fluido é injetado. A equação de momento para um fluxo laminar é dada por:

$$\frac{\partial p_f}{\partial x} = - \frac{2 K q |q|^{n-1}}{\psi^n w^{2n+1}} \quad (5.1)$$

onde  $p_f$  é a pressão do fluido na fratura,  $q = Q/H$  é o fluxo por unidade de altura da fratura,  $w = A/H$  é a abertura da fratura,  $K$  e  $n$  são constantes para fluidos viscosos e  $\psi$  é o fator de forma dependente da geometria da seção vertical da fratura dado por:

$$\psi = \frac{n}{2(2n+1)H} \int_{-\frac{H}{2}}^{\frac{H}{2}} \left( \frac{w_y}{w} \right)^{\frac{2n+1}{n}} dy \quad (5.2)$$

onde  $w_y$  é a função da área da seção transversal da fratura,  $w$  é a abertura média e  $n$  é uma constante para fluidos viscosos.

Para fraturas elípticas o valor de  $\psi$  é igual a 0,1934.

### 5.1.2 BALANÇO DE MASSA

O volume de fluido injetado na fratura é igual a soma do volume da fratura criada e do fluido que vaza para a formação rochosa. O balanço de massa do fluido de fraturamento é dado por:

$$\frac{\partial q}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + u = 0 \quad (5.3)$$

onde  $q$  é o volume de fluido injetado,  $w$  é a abertura da fratura e  $u$  é a velocidade de *leak off* (vazamento) do fluido. Para descrever o *leak off*:

$$u = \frac{2C_l}{\sqrt{t - \tau(x)}} \quad (5.4)$$

onde  $C_l$  é o coeficiente de vazamento,  $t$  é o tempo desde o início do bombeamento e  $\tau$  é o tempo de chegada da ponta da fratura em  $x$ .

### 5.1.3 PRESSÃO-ABERTURA DA FRATURA

A abertura da fratura  $w$  consiste em dois componentes:  $w = w^e + w^p$ , em  $w^e$  é controlada pela tensão líquida  $p = (p_f - \sigma_o a)$  e  $w^p$  que é controlada pela pressão líquida  $\Delta p = p_f - p_o$ . O efeito da tensão líquida segundo Detournay et al. 1990 é aproximada elasticamente por:

$$w^e = M_c(p_f - \sigma_o) \quad (5.5)$$

onde  $M_c = \pi(1-\nu)H/4G$  é a rigidez da fratura,  $\nu$  é o coeficiente de poisson,  $G$  é o módulo de rigidez, ou  $M_c$  pode ser obtido por uma análise elástica no plano de tensão. O efeito da pressão líquida pode ser escrito por:

$$w^p = -2\eta\Delta p M_c f(t^*) \quad (5.6)$$

onde  $\eta$  é o coeficiente de poroelasticidade, cujo valor teórico varia de  $0 \leq \eta \leq 0,5$ , e  $f(t^*)$  é uma função evolucional que varia entre 0 e 1, com  $t^*$  abrangendo de 0 à infinito. O termo  $t^*$  é a dimensão de tempo de exposição da superfície da fratura definido por:

$$t^* = \frac{4c[t - \tau(x)]}{H^2} \quad (5.7)$$

onde  $c$  é o coeficiente de difusividade e  $\tau(x)$  é o tempo de chegada da fratura no ponto variável  $x$ . Pode observar que esse fator tempo é semelhante ao utilizado na solução da equação de Terzaghi para adensamento em solos saturados.

Para o modelo PKN de Xiang (2011) apud Boone and Detournay (1990) é adotada uma função  $f(t^*)$  igual a:

$$f(t^*) = \frac{4}{\pi} \int_0^\infty \operatorname{erfc}\left(\frac{y}{2\sqrt{t^*}}\right) g(y) dy \quad (5.8)$$

Onde

$$g(y) = 1 - \sqrt{\frac{y}{2}} \sqrt{\sqrt{4 + y^2} - y} \quad (5.9)$$

Cujo gráfico é apresentado na Figura 5.1.

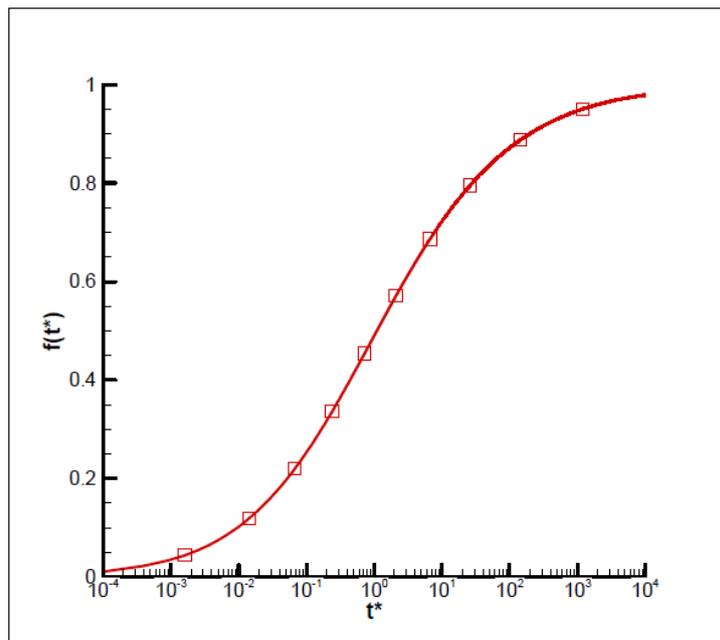


Figura 5.1 Função evolucional da poroelasticidade (Xiang, 2011)

Para solucionar o problema, Moraes (2013) assumiu uma função simplificada que reproduz a função original, sem perder as características originais, igual a:

$$f(t^*) = \frac{1}{(1+(60t^*)^{-0.4})^3} \quad (5.10)$$

cujo gráfico é representado pela Figura 5.2.

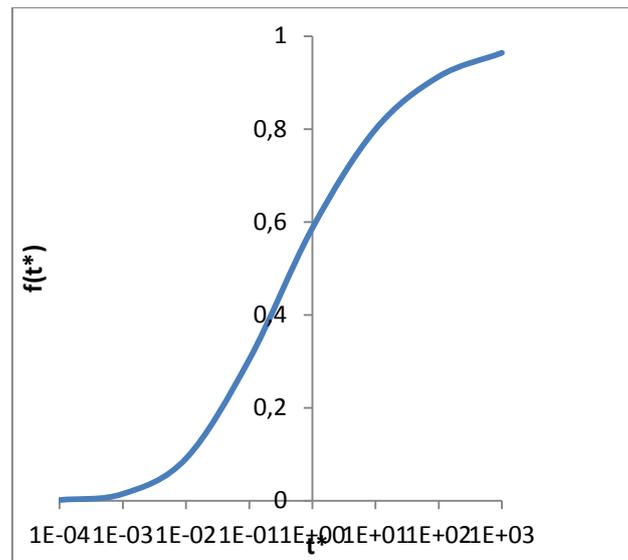


Figura 5.2 função evolucional adotada (Morais, 2013).

#### 5.1.4 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA (Detournay modificado por Morais, 2013)

Algumas dificuldades foram encontradas na obtenção dos coeficientes, por essa razão Morais (2013) optou por modificar algumas das formulações apresentadas Xiang (2011)

Na equação do fluxo (Eq. 4.1), Detournay adotou  $n=0,8$ , porém, no trabalho de Morais (2013) foi adotado  $n=1$ .

Outra modificação foi feita no plano vertical da fratura. A seção usada no trabalho original era elíptica, mas através de uma simplificação linear a elipse foi aproximada a um losango. Conforme apresentado na Figura 5.3. Sendo a abertura média  $w_m = \frac{w_{max}}{2}$ , a função da área do triângulo igual a  $w(y) = w_{max} - \frac{w_{max}}{H/2} y$ , o fator de forma  $\psi$  pode ser escrito por:

$$\psi = \frac{1}{6H} \int_{-H/2}^{H/2} \left( \frac{w(y)}{w_m} \right)^3 dy = \frac{1}{3} \quad (5.11)$$

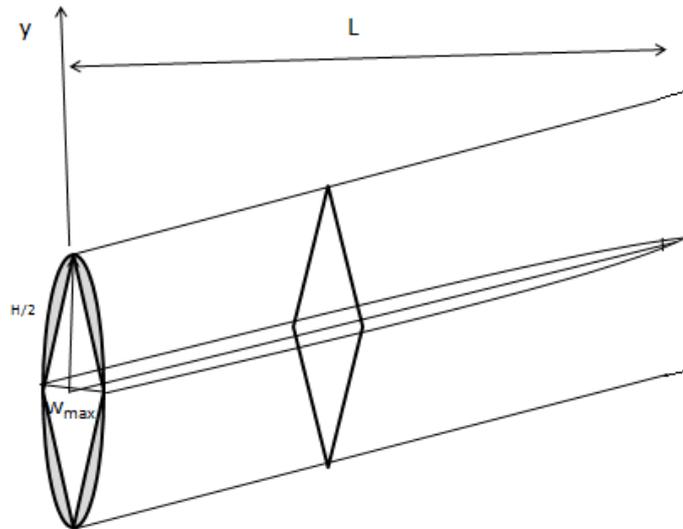


Figura 5.3 Seção transversal da fratura (Morais, 2013).

Assim, o gradiente da pressão do fluido se relaciona com a vazão por meio da equação:

$$q = -\frac{w^3}{6K} \frac{\partial p_f}{\partial x} \quad (5.12)$$

#### 5.1.4.1- CONDIÇÕES DE CONTORNO

As condições usadas para resolução do problema de fraturamento hidráulico descrevem o estado do fluxo em dois pontos: no início da fratura ( $x=0$ ) e no final da fratura ( $x=L$ ). No início da fratura a vazão é igual a vazão de injeção e no final da fratura a pressão líquida é zero, ou seja:

$$q(0, t) = q_o(t); t > 0 \quad (5.13)$$

$$p(L, t) = 0; t > 0 \quad (5.14)$$

As condições iniciais indicam o estado inicial para o tempo  $t=0$ . Tanto o comprimento da fratura, quanto a pressão são iguais a zero no tempo  $t=0$ . São expressas pelas equações a seguir:

$$L(0)=0 \quad (5.15)$$

$$p(x,0)=0 \quad (5.16)$$

#### 5.1.4.2 MUDANDO AS COORDENADAS DO SISTEMA

As equações apresentadas são definidas no domínio  $0 < x < L(t)$ , sendo que  $L(t)$  varia com o tempo. Por essa razão foi necessário um reajuste das equações para cada incremento de tempo. Logo, foi usada a mudança no sistema de coordenada a seguir:

$$\theta = \frac{x}{L(t)} \quad (5.17)$$

onde  $\theta$  varia de  $[0,1]$ . Além disso, para converter o parametro  $x$  para  $\theta$  é necessário transformar as derivadas no espaço e no tempo, por meio das equações a seguir:

$$\frac{\partial}{\partial x} |_t = \frac{1}{L} \frac{\partial}{\partial \theta} |_t \quad (5.18)$$

e

$$\frac{\partial}{\partial t} |_t = \frac{\partial}{\partial t} |_{\theta} - \theta \frac{\dot{L}}{L} \frac{\partial}{\partial \theta} |_t \quad (5.19)$$

onde  $\dot{L} = \frac{dL}{dt}$ .

Usando a transformação descrita acima, temos que as Equações 4.3 e 4.12 podem ser reescritas, respectivamente, pelas equações a seguir:

$$\frac{\partial w}{\partial t} - \frac{\theta}{L} \frac{\partial L}{\partial t} \frac{\partial w}{\partial \theta} + \frac{1}{L} \frac{\partial q}{\partial \theta} + u = 0 \quad (5.20)$$

$$q = -\frac{w^3}{6KL} \frac{\partial p f}{\partial \theta} \quad (5.21)$$

E as condições iniciais de contorno podem ser reescritas por:

$$q(0, t) = q_0(t); p(1, t) = 0; t > 0 \quad (5.22)$$

$$L = 0; p = 0: t = 0 \quad (5.23)$$

O problema de fraturamento hidráulico estudado é constituído por três equações (balanço de massa, deformação da rocha e variação do comprimento da fratura) e uma lei constitutiva (lei de fluxo). As variáveis do problema são  $p(\theta, t)$ ,  $q(\theta, t)$ ,  $w(\theta, t)$ ,  $L(t)$  e

$u(\theta, t)$ . Neste estudo o *leak off* não foi considerado, logo a variável  $u(\theta, t)$  é eliminada da equação de balanço de massa. Ou seja, não ocorre vazamento de fluido para a formação e o volume de fluido injetado é igual ao volume da fratura criada. Além disso, deve ser calculado o  $\tau(\theta, t)$ , que é o tempo de chegada da fratura em um ponto variável  $x = \theta L(t)$ , o qual é calculado por meio da função inversa de  $L(t)$ :

$$\tau(\theta, t) = L^{-1}(\theta L(t)) \quad (5.24)$$

Após todas essas considerações, o problema poderá ser resolvido pelo Método dos Elementos Finitos.

## 5.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA KOVALYSHEN & DETOURNAY (2009)

Essa formulação assume que a seção da fratura é elíptica, como pode-se observar na Figura 5.4. A propagação da fratura no modelo PKN é dirigida pela injeção de um fluido Newtoniano incompressível de fluxo volumétrico constante  $Q_0$ , localizado em uma linha fixada no centro da fratura. Com uma tensão de compressão  $\sigma_0$  agindo perpendicularmente a fratura. O sistema de coordenadas  $(x, z)$  é definido de forma que o eixo  $x$  coincide com a direção de propagação da fratura, que está na metade da altura da fratura. Alguns parâmetros adicionais devem ser definidos: a altura da fratura  $H$ , o fluxo de injeção do fluido  $Q_0$ , o módulo de Young  $E$ , coeficiente de Poisson da rocha  $\nu$ , viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento  $\mu$  e o coeficiente de vazamento  $C_1$ . No entanto, nesse modelo foram usados parâmetros reduzidos, de modo a facilitar a estruturação do problema. As reduções estão descritas a seguir:

$$\bar{E} = \frac{2}{\pi} \times \frac{E}{1-\nu^2}, \mu' = \pi^2 * \mu, C' = 2C_1 \quad (5.25)$$

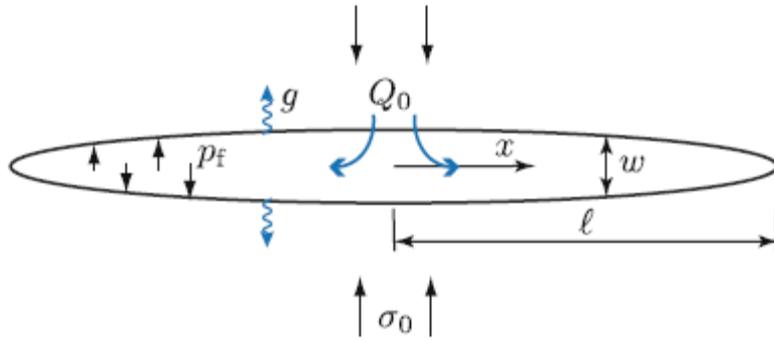


Figura 5.4 Modelo unidimensional da seção da fratura.

A lei da conservação de massa para fluido de fraturamento incompressível é a mesma usada na formulação anterior na Equação 4.3.

Usando uma aproximação, a abertura média da fratura  $w$  está relacionada com a pressão líquida local  $p(x, t) = (p_f - \sigma_o)$ , a diferença entre a pressão do fluido de fraturamento  $p_f$  e da tensão confinante  $\sigma_o$ .

$$w = \frac{H}{E} * p \quad (5.26)$$

A taxa de fluxo está relacionada com o gradiente de pressão líquida através da clássica equação de fluxo laminar de um fluido viscoso Newtoniano por um canal de seção elíptica.

$$q = -\frac{w^3}{\mu'} * \frac{\partial q}{\partial x} \quad (5.27)$$

Substituindo a Equação 4.26 na equação 4.27 encontra-se uma equação para o fluxo do fluido em função da abertura da fratura.

$$q = -\frac{E}{4\mu'H} \frac{\partial w^4}{\partial x} \quad (5.28)$$

A velocidade de vazamento do fluido é igual a usada pela formulação anterior, baseada no modelo de Carter:

$$u = \frac{c}{\sqrt{t - \tau(x)}} \quad (5.29)$$

A três equações que governam o problema, Equações 4.3, 4.28 e 4.29, podem ser combinadas em uma única equação:

$$\frac{\partial w}{\partial t} - \frac{E}{4\mu'H} \frac{\partial^2 w^4}{\partial x^2} + \frac{c}{\sqrt{t - \tau(x)}} = 0 \quad (5.30)$$

As condições de contorno da fratura para  $x = l$  são:

$$q = \frac{Q_0}{2H}, \text{ para } x = 0. \quad (5.31)$$

As condições iniciais para a resolução do problema são:

$$l = w = q = 0, \text{ para } t = 0. \quad (5.32)$$

O sistema de equações 4.31 e 4.33, que governam a evolução da fratura e pode ser resolvida para uma fratura de comprimento  $l(t)$  e para um campo de abertura  $w(x, t)$ . As condições de contorno na entrada da fratura podem ser substituídas por uma equação continua global:

$$\frac{Q_0}{2H} = \int_0^{l(t)} w dx + 2C' \int_0^{l(t)} \sqrt{t - t_0(x)} dx \quad (5.33)$$

### 5.3 SIMULAÇÃO DO MODELO PKN

Nesta etapa foi realizada a simulação de uma fratura usando o modelo de cálculo PKN através do *software* FLEXPDE. Inicialmente foi feita uma simulação para analisar o desenvolvimento da fratura a partir das duas formulações citados anteriormente, a formulação de Detournay modificado por Morais (2013) e a formulação apresentada por Kovalyshen & Detournay (2009). Além de comparar os resultados com as duas formulações, fez-se também uma comparação com a solução analítica de Nordgren (1972). Nessa primeira simulação o *leak off* não foi considerado. Em sequência, fez-se uma simulação usando apenas o segundo método de cálculo, variando o valor do coeficiente de vazamento  $Cl$ , para observar a influência que o *leak off* exerce no desenvolvimento da fratura.

#### 5.3.1- COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DE DETOURNAY MODIFICADO POR MORAIS (2013), KOVALYSHEN & DETOURNAY (2009) E SOLUÇÃO ANALÍTICA.

Para a simulação por Morais (2013), foi realizada uma simplificação na equação de balanço de massa, retirando a variável  $u$  da equação:

$$\frac{\partial w}{\partial t} - \frac{\theta}{L} \frac{\partial L}{\partial t} \frac{\partial w}{\partial \theta} + \frac{1}{L} \frac{\partial q}{\partial \theta} = 0 \quad (5.34)$$

O comprimento da fratura  $L$  foi definido por:

$$L = L_0 + \frac{qt}{w} \quad (5.35)$$

sendo  $w$  a abertura da fratura ao longo do tempo e  $L_0$  o comprimento inicial da fratura. Além disso, a função  $\tau(\theta, t)$  pode ser definido por:

$$\tau = \frac{\theta(L-L_0)w}{q_{00}} \quad (5.36)$$

Os valores iniciais das variáveis do problema  $p_f$  e  $w$ , necessários para a solução do problema devido ao método de solução escolhido, foram definidos, respectivamente, por:

$$p_f = \sqrt{p_{f0}^2(1-x) + p_{f0}} \quad (5.37)$$

$$w = w_0\sqrt{1-x^3} \quad (5.38)$$

onde  $p_{f0} = 1$  e  $w_0 = 0,002$ .

Essas funções foram definidas por um processo iterativo.

Devido a uma limitação da ferramenta, não foi possível utilizar diretamente na equação do  $L$  (Equação 4.27) o valor de  $w_m$ , ou seja, o valor médio da abertura no tempo  $t$ . Desta forma, foi inicialmente utilizado um valor constante para a variável, o que permitiu obter uma solução aproximada do problema. Foi observado que o valor utilizado para  $w_m$  quase não tinha influência nas variáveis  $p_f$  e  $w$  e, por outro lado, tinha forte influência no cálculo de  $L$ .

A partir da solução obtida com o procedimento descrito anteriormente, foi possível obter uma função para  $w_m$  com o tempo. Sabendo-se o valor inicial de  $w$  na face da fratura (Equação 4.30), foi possível calcular o valor médio de  $w$  para o instante inicial e, então, obter a equação de  $w_m$  variando com tempo, apresentada a seguir:

$$w_m = 0,00166 * \left(1 + \left(\frac{t}{1000}\right)^{0,5}\right) \quad (5.39)$$

Os parâmetros utilizados na primeira simulação numérica e na solução analítica são apresentados na Tabela 5.1. Além disso, na Figura 5.5 é apresentado o script do código utilizado para solucionar o problema de modo semelhante ao realizado por Moraes (2013).

Por outro lado, na Tabela 2 são apresentados os parâmetros utilizados na simulação de Kovalyshen & Detournay (2009), enquanto na Figura 5.6 é apresentado o script utilizado para solucionar o problema.

Tabela 5.1- Dados de entrada para verificação e simulação do problema.

$\mu$ (viscosidade do fluido)	5,6e-7 MPa.s
$Q_0$ (taxa de injeção do fluido)	4e-3 m <sup>3</sup> /s
$v$	0,2
$G$	1e4 Mpa
H (altura da fratura)	10 m
T	1000s
K	1.53e-8 MPa.s
N	1
$\eta$	0,25
C	0,4m <sup>2</sup> /s

Tabela 5.2- Dados de entrada para verificação e simulação do problema.

$\mu'$ (viscosidade do fluido)	5,6e-7 MPa.s
$Q_0$ (taxa de injeção do fluido)	4e-3 m <sup>3</sup> /s
$E$	2,4e4
H (altura da fratura)	10 m
T	1000s
K	1.53e-8 MPa.s
N	1
Cl	6,3e-5 m/s <sup>0.5</sup>

```

TITLE 'Fratura hidraulica' { the problem identification }

COORDINATES cartesian2 { coordinate system, 1D,2D,3D, etc }

VARIABLES { system variables }
pf,w,L

SELECT
THREADS = 1
ERRLIM = 0.05
DEFINITIONS { parameter definitions }

H=10
Q0=0.004
K=1.53e-8
q00=Q0/H
s0=0
Mc= 6.28e-4
neta=0.25
p0=2
c=0.4
L0=1
pf0=1
w_m=0.00166*(1+(t/1000)^0.5)
neto=eval(w,0.95,0.05,t-1)
q=-((w^3)*dx(pf)/(6*K*L))
taux=(x*L-L0)*w_m/(q00)
tt=4*c*(t-taux)/H^2
ff=1/((1+((60*(tt))^(-0.4)))^3)

INITIAL VALUES {Problema...Quais sao os valores inicial...}
pf=sqrt(pf0^2*(1-x))+pf0
w=0.002*sqrt((1-x^3))
L=L0

EQUATIONS { PDE's, one for each variable }
pf: dx(q)/L+dt(w)-x*dt(L)*dx(w)/L=0
w: w=Mc*(pf-s0)-2*(pf-p0)*Mc*neta*ff
L: L=L0+q00*t/w_m

BOUNDARIES
REGION 1
START(0,0)
natural(pf)=0 line to (1,0)
value(pf)=pf0 line to (1,0.1)
natural(pf)=0 line to (0,0.1)
natural(pf)=-q00 line to close
natural(w)=0 line to (1,0)
value(w)=0 line to (1,0.1)
natural(w)=0 line to (0,0.1) to close

TIME 0 TO 1000 { if time dependent }
PLOTS { save result displays }
for time = 0 by 10 to 1000
history(w) AT (0,0,0.05) export file= ' w.tbl '
history(pf) AT (0,0,0.05) export file= ' pf.tbl '
history(L) export file= ' L.tbl '

history(w_m-neto) export file= ' erro.tbl '
vector (pf) export file= ' vetor.tbl '
elevation(pf) from (0,0.05) to (1,0.05) export file= ' elevationpf.tbl'
elevation(w) from (0,0.05) to (1,0.05) export file = ' elevation w.tbl'

END

```

Figura 5.5 Script do código utilizado para solucionar o problema de modo semelhante ao realizado por Moraes (2013).

```

TITLE 'Fratura hidraulica' { the problem identification }

COORDINATES cartesian2 { coordinate system, 1D,2D,3D, etc}

VARIABLES { system variables }
w,L,pf

SELECT
THREADS = 1
ERRLIM = 0.005
DEFINITIONS { parameter definitions }

H=10
Q0=0.004
q00=Q0/(H)
s0=1
p0=2
L0=1
pf0=1
mi=5.5e-6

w_m=0.00166*(1+(t/1000)^0.5)
neto=eval(w,0.75,0.05)
leti=Integral(w)

E=2.4e4
po=0.2
EE=2*E/(3.1416*(1-po^2))

q = -EE*dx(w^4)/(4*mi*H)

taux=(x*L-L0)*(w_m)/(q00)

CI=6.3e-5*0
CC=1*CI
u=2*CI/((t-taux)^0.5)

INITIAL VALUES
pf=sqrt(pf0^2*(1-x))+pf0
w=0.0015*sqrt((1-x^3))
L=L0

EQUATIONS { PDE's, one for each variable }
pf: dx(q)/L+dt(w)-x*dt(L)*dx(w)/L+u=0
w: w=H*(pf-s0)/EE
{L: L=L0+(q00*t)/w_m}
L: L=(q00*t+L0*w_m)/(w_m+u*t)

BOUNDARIES
REGION 1
START(0,0)
natural(pf)=0 line to (1,0)
value(pf)=pf0 line to (1,0.1)
natural(pf)=0 line to (0,0.1)
natural(pf)=-q00 line to close
natural(w)=0 line to (1,0)
value(w)=0 line to (1,0.1)
natural(w)=0 line to (0,0.1) to close

TIME 0 TO 1000 { if time dependent }
PLOTS { save result displays }
for time = 0 by 10 to 1000
history(w) AT (0,0,0.05) export file= ' w5.tbl '
history(pf) AT (0,0,0.05) export file= ' pf5.tbl '

history(L) export file= ' L5.tbl '
history(u)
history(leti) export file= ' erro.tbl '
vector (pf) export file= ' vetor.tbl '
elevation(pf) from (0,0.05) to (1,0.05) export file= ' elevationpf.tbl'
elevation(w) from (0,0.05) to (1,0.05) export file = ' elevation w.tbl'

END

```

Figura 5.6 Script do código utilizado para solucionar o problema de modo semelhante ao realizado por Kovalyshen & Detournay (2009).

Foram gerados arquivos com os resultados obtidos por meio do software FLEXPDE. Com os resultados foi possível traçar os gráficos que representam a variação da abertura com o tempo na ponta da fratura (Figura 5.7), a variação da pressão com o tempo na ponta da fratura (Figura 5.8) e a variação do comprimento da fratura com o tempo (Figura 5.9).

Para as figura 5.7, 5.8 e 5.9 será utilizada a seguinte nomenclatura:

- A- Detournay modificado por Morais (2013) considerando a poroelasticidade;
- B- Detournay modificado por Morais (2013) sem considerar a poroelasticidade
- C- Kovalyshen & Detournay (2009)
- D- Nordgren (1972).

O método de Nordgren (1972) é um método analítico usado nesse estudo como referência para verificar os resultados encontrados. Este método não considera a influência da poroelasticidade. Dado isso, analisando a Figura 5.8, verifica-se que a primeira formulação, quando não considera a poroelasticidade se aproxima do resultado obtido por Nordgren (1972). Além disso, pode-se observar que a forma como a curva evolui é diferente do método analítico, portanto, a mudança na seção da fratura influencia a forma como a curva evolui. Outra evidencia de que a mudança na seção altera a forma da curva é observada ao usar a formulação de Kovalyshen & Detournay (2009), que utiliza a seção elíptica, resultando em uma curva semelhante a do método analítico. Ao comparar as curvas A e C, observa-se que o resultado final das duas curvas é semelhante. Isso não é o esperado, já que a curva A considera a poroelasticidade e a C não considera.

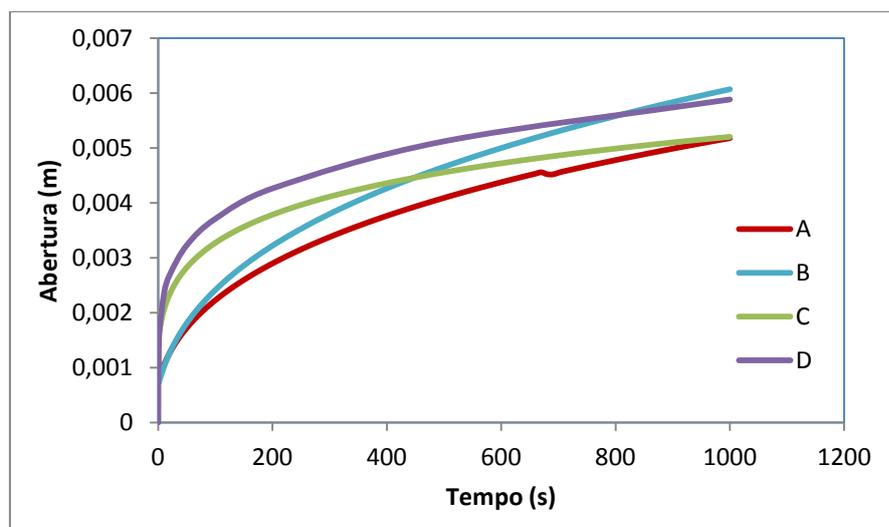


Figura 5.7 Variação abertura (w) na ponta da fratura versus tempo.

Analisando a Figura 5.8, observa-se que a poroelasticidade gera grande variação na pressão na ponta da fratura. As curvas B e C resultaram em valores finais próximos, fato que era esperado, dado que ambos desconsideraram a poroelasticidade. E assim como na Figura 5.7, a forma da seção influenciou na evolução da curva. Nesta análise, nenhuma das respostas obtidas pelo método dos elementos finitos se aproximou da resposta do método analítico, mas o desenvolvimento da curva C, que considera a seção elíptica se aproxima do desenvolvimento da curva D, que também considera a seção elíptica.

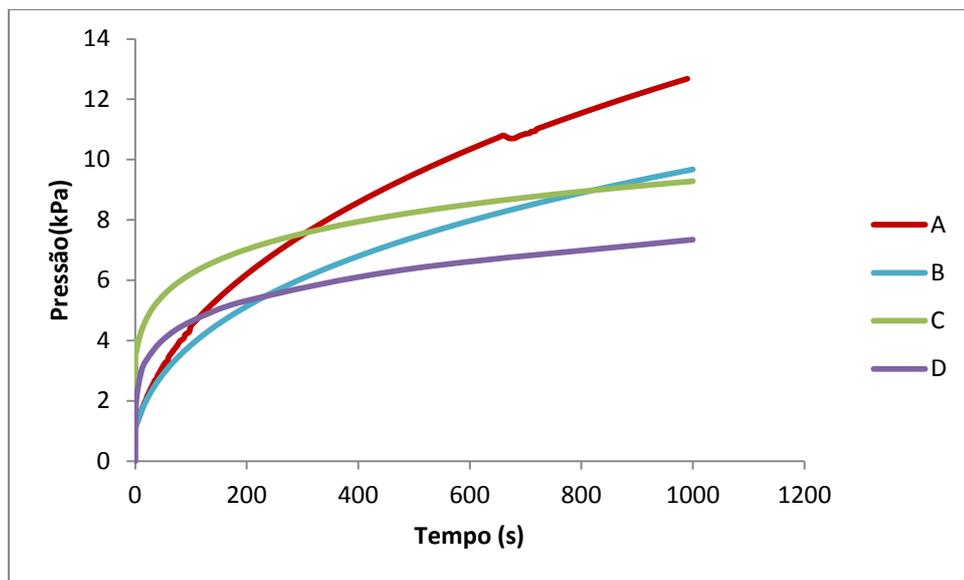


Figura 5.8 Variação da pressão (P) na ponta da fratura versus tempo.

A última análise desta etapa está representada na Figura 5.9. Não há diferenças consideráveis no comprimento da fratura.

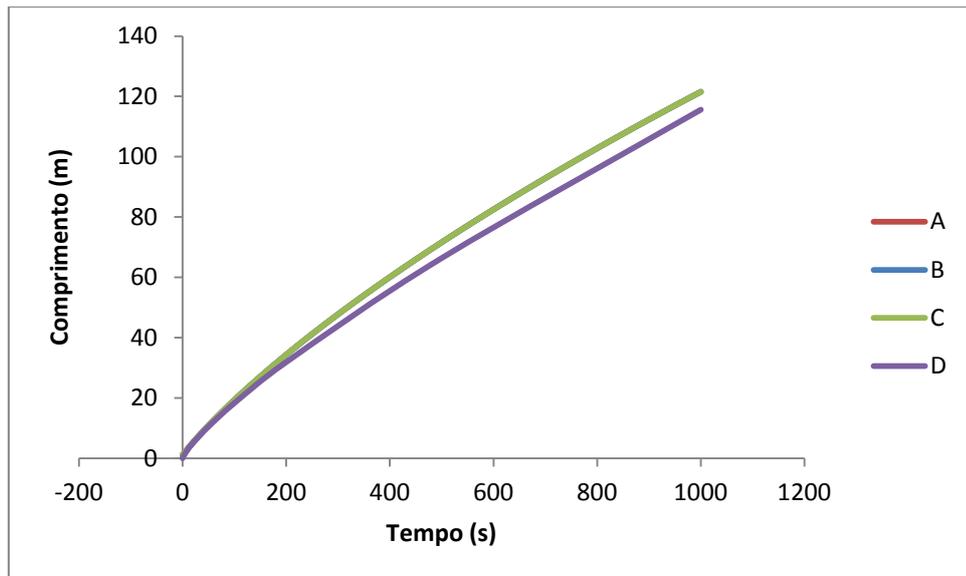


Figura 5.9 Variação do comprimento (L) da fratura versus tempo.

### 5.3.2 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO *LEAK OFF* NA ABERTURA, NA PRESSÃO E NO COMPRIMENTO DA FRATURA

Nesta etapa foi realizada uma análise de como o *leak off* interfere na fratura. Para isso, variou-se o coeficiente de vazamento  $Cl$  no intervalo de 0 a  $10 \times 10^{-5} (m/s^{0.5})$ .

Analisando a Figura 5.10 a variação da abertura na ponta da fratura ao variar a taxa de vazamento, tem comportamento linear, o mesmo ocorre com a pressão na ponta da fratura, como se pode observar na Figura 5.11.

A análise da Figura 5.12 destaca a importância de se conhecer com a maior exatidão possível o coeficiente de vazamento, dado que ao variá-lo em apenas uma ordem de grandeza, o comprimento da fratura reduziu em um terço.

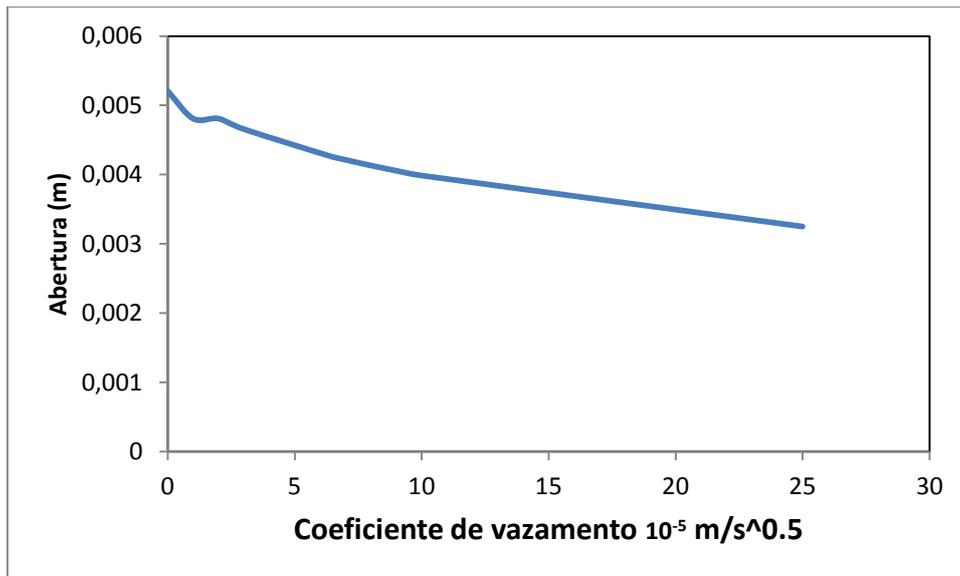


Figura 5.10 Gráfico Coeficiente de vazamento *versus* abertura na ponta da fratura.

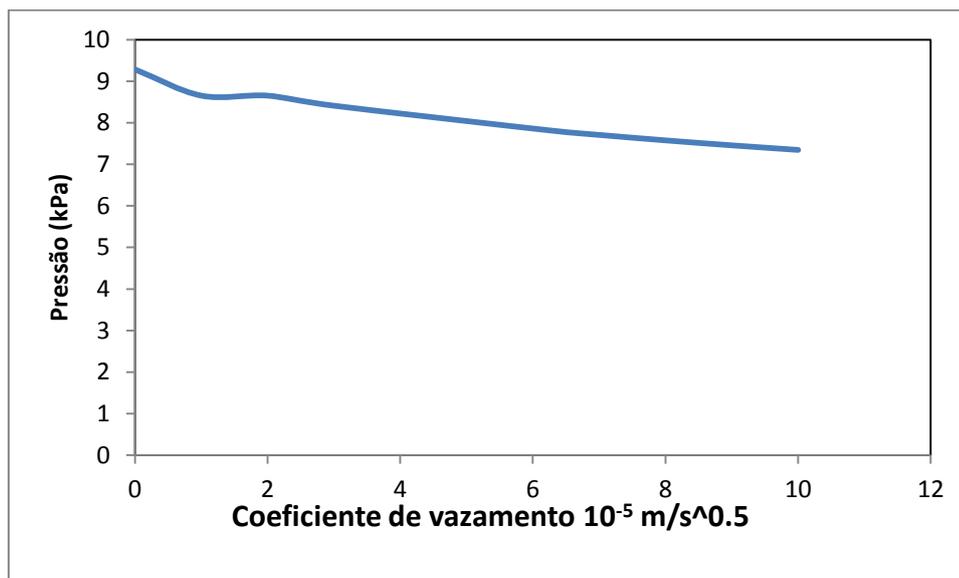


Figura 5.11 Gráfico Coeficiente de vazamento *versus* Pressão na ponta da fratura.

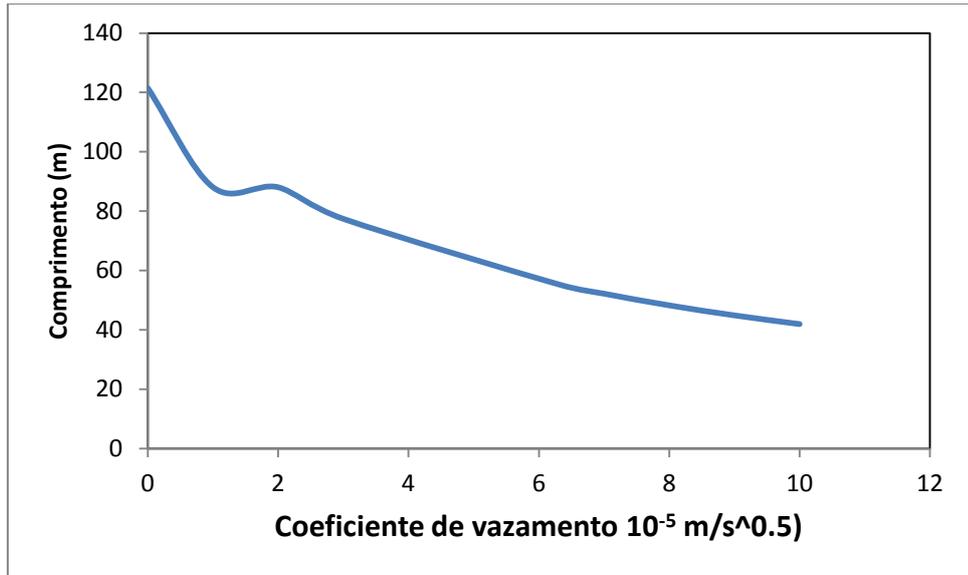


Figura 5.12 Coeficiente de vazamento *versus* comprimento da fratura.

## 6- CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo serão apresentadas conclusões do trabalho, que dizem respeito aos princípios gerais de engenharia de petróleo, com enfoque específico em gás de folhelho e fraturamento hidráulico.

O petróleo é um bem natural essencial para a sociedade moderna. Usado como matriz energética de muitos países e também na indústria petroquímica. Atualmente, não há substitutos para o petróleo, que possam suprir toda a sua demanda, sem aumentar os custos consideravelmente. No entanto esse bem é finito e não está distribuído uniformemente entre os países. Partindo dessas premissas, surgem alguns problemas a serem solucionados. Desenvolver técnicas para o aproveitamento máximo dos poços existentes e buscar fontes não convencionais são alguns desses problemas.

Durante a busca por novas fontes de hidrocarbonetos, destaca-se o gás e óleo de folhelho. Há dez anos, o gás e o óleo de folhelho estão sendo eficientemente explorados nos Estados Unidos graças a técnica de fraturamento hidráulico. Devido ao sucesso norte americano na exploração dessa nova fonte de hidrocarbonetos, outros países já cogitam explorar folhelhos também. Alguns países, como a China e o Reino Unido, já estão bastante avançados nos estudos de exploração de folhelho e pretendem iniciar os trabalhos de perfuração nos próximos dez anos.

As técnicas usadas para explorar formações folhelhos são mais complexas do que as de exploração convencional, porque esse tipo de formação é impermeável ou de baixa permeabilidade. Sendo assim, é necessário usar técnicas de estimulação de poços. O método de estimulação de poço que se aplica a este caso é o fraturamento hidráulico. Embora haja diversos estudos a respeito, ainda há diversas incertezas relacionadas a esse método, já que o desenvolvimento da fratura não é facilmente previsto. Outra dificuldade encontrada, é prever o comportamento do fluido injetado para fraturar a rocha, já que este não é newtoniano.

Dentre os diversos métodos que podem ser usados para prever o comportamento da fratura, o mais usado é o PKN. Este método foi usado nesse trabalho para avaliar como a fratura evolui, considerando a poroelasticidade e o *leak off*. Fazendo assim uma análise de como esses dois parâmetros influenciam na fratura. Além disso fez-se uma comparação entre duas formulações do método PKN e entre os resultados analíticos obtidos por Nordgren (1972).

O software FLEXPDE foi usado para resolver as equações apresentadas na formulação de Detournay modificado por Morais (2013) e na formulação de Kovalyshen & Detournay (2009). Esse software calcula as equações por meio do método dos elementos finitos. Mostrou-se uma ferramenta satisfatória para os objetivos desejados. A partir das análises feitas, concluiu-se que ambas as formulações podem ser usadas para prever fraturas, embora cada uma apresente suas peculiaridades.

Como sugestões para trabalhos futuros, podem ser citadas:

- Utilizar métodos numéricos para solução do problema de fraturamento hidráulico;
- Realizar comparação entre dados experimentais e as soluções numéricas;
- Associar os métodos de cálculo de fraturamento hidráulico a problemas geomecânicos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, A. S. ,Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo, Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão, Clube de Engenharia, 2004

ANDERSON, R. (2014). *Shale industry faces global reality check*. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/business-26735000>. Último acesso: 24 mai. 2014.

BARRETO, M. N. (2010) ,Caracterização de materiais para garantir a condutividade de fraturas hidraulicamente induzidas em poços de petróleo e gás, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 255p.

BASTOS, A. (2014). *"Gelo de fogo" pode ser fonte de energia do futuro*. Disponível em: <http://ate2050.blogspot.com.br/2014/04/gelo-de-fogo-energia-futuro.html>. Último acesso 14 Ago 2014.

CORRÊA, F. (2013). *Fontes não convencionais de gás natural movimentam pesquisas e despertam o interesse de países*. Disponível em: <http://zh.clicrbs.com.br/rs/noticias/planeta-ciencia/noticia/2013/07/fontes-nao-convencionais-de-gas-natural-movimentam-pesquisas-e-despertam-o-interesse-de-paises-4200774.html>. Último acesso: 03 jul. 2014.

COSTAS, R. (2012). *"Novo petróleo" promete mudar mapa geopolítico da energia*. Disponível em: [http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2012/05/120501\\_petroleo\\_geopolitica\\_rc.shtml](http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2012/05/120501_petroleo_geopolitica_rc.shtml). Último acesso: 23 mai. 2014.

CPRM. (2013). *O gás do "xisto"*. Available: <http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=2618&sid=129>. Último acesso: 23 jun. 2014.

CURBELO, F. D. S. (2006), Recuperação Avançada de petróleo utilizando tensoativos. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Áreas de concentração: Processos de separação e Tecnologia de tensoativo, Natal, RN, 169p.

DAMAS, R. G. (2005) Avaliação da qualidade dos modelos de fraturamento hidráulico

DOMINGUES, J. C. A. (2009), Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de petróleo e gás, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, SP, 149p.

Ente Vasco de la Energia, Disponível em: <http://eve.es/web/Documentacion/Infografias/Extraccion-de-hidrocarburos/Extraccion-de-hidrocarburos-A.aspx> Acesso em : 20 abr. 2014

Environmental Protection Agency , Disponível em : [http://www.epa.gov/esd/cmb/GeophysicsWebsite/pages/reference/methods/Marine\\_Geophysical\\_Methods/Marine\\_Seismic\\_Methods.htm](http://www.epa.gov/esd/cmb/GeophysicsWebsite/pages/reference/methods/Marine_Geophysical_Methods/Marine_Seismic_Methods.htm) Acesso em : 20 abr. 2014

EPA. (2012). *Oil and Gas Production Wastes*. Disponível em: <http://www.epa.gov/radiation/tenorm/oilandgas.html>. Último acesso: 12 jun. 2014.

FAERSTEIN, Marcos (2010), Impactos da Molhabilidade da Rocha na Produção e Recuperação de Petróleo, Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Civil, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 165p.

FARIAS, P, R, C (2007). *Geologia do Petróleo*. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 81-108.

GADELHA DE SOUSA (2005), K. S. M., Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada do Petróleo, Monografia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos- PRH 14/ANP Universidade Federal do Rio grande do Norte, Natal, RN, 94p.

Galp Energia. Disponível em: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Perfuracao.aspx>  
Acesso em: 15 mai. 2014

Geologia do Petróleo. (2010).. Disponível em: [http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia\\_do\\_petroleo.pdf](http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf). Último acesso: 27 jul. 2014.

GUELPA, P. (2013). *Scientific study confirms groundwater contamination by hydraulic fracturing*. Disponível em: <http://www.wsws.org/en/articles/2013/07/09/frac-j09.html>. Último acesso: 12 jul. 2014.

Halliburton (1997). *Petroleum Well Construction*. Inda Ayu Putri.

HARRABIN, R. (2010). *Shale gas: an energy saviour?*. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/science-environment-12018009>. Último acesso: 13 abr. 2014.

HARVEY, F. (2014). *Uk shale gas viability check will take five years, says CUadrilla boss*. Disponível em: <http://www.theguardian.com/environment/2014/jan/31/uk-shale-gas-fracking-cuadrilla>. Último acesso: 15 abr. 2013.

HOTTEN, R. & Kroeger, A.. (2014). *Ukraine-Russia gas row: Rd Bills and red rags*. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/world-europe-26987082>. Último acesso: 23 jul. 2014.

<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABNWIAH/minicurso-fraturamento-hidraulico-pedroso>

<http://www.ebah.com.br/content/ABAAaftmgAL/5-mecanismo-p-ok>

IHU. (2013). *isto: Implicações econômicas e ambientais. Entrevista especial com Luiz Fernando Scheibe*. Disponível em: <http://www.ihu.unisinos.br/entrevistas/523572-xisto-implicacoes-economicas-e-ambientais-entrevista-especial-com-luiz-fernando-scheibe>. Último acesso 02 jun 2014.

JACOBI, P. (2014). *Extraindo o gás do folhelho de Utica*. Disponível em: <http://www.geologo.com.br/MAINLINK.ASP?VAIPARA=Extraindo%20o%20gas%20do%20folhelho%20de%20Utica>. Último acesso 11 ago 2014.

Kovalyshen, Y & Detournay, E. (2009). A Reexamination of the Classical PKN Model of Hydraulic Fracture. *Springer Science+Business Media*. 319-322.

LAJE, S. E., PROCESSI, L.D., DORES, B. D., GALLOPI, P. P. S. (2013). Gás não convencional: experiência americana e perspectiva para o mercado brasileiro. *BNDES setorial.*, 33- 88.

Macrobusiness. (2013). *Will China's shale gas boom like the US?*. Disponível em: <http://www.macrobusiness.com.au/2013/03/will-chinas-shale-gas-boom-like-the-us/>. Último acesso 21 jul 2014.

MARTIN E ECONOMIDES “*Best practices for Candidate selection, Design and evaluation of hydraulic Fracture treatments*”, *SPE Production and Operations Conference and Exhibition*, Tunis, Tunisia (2010)

MCGRATH, M. (2014). *Shale gas estimate in North West "bigger" than previously thought*. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/science-environment-26440101>. Último acesso : 21 mai. 2014.

MORAIS, L. P. (2013). Estudo sobre Fraturamento Hidráulico. Monografia de Projeto Final 1, Publicação G.PF-001/13, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 66 p.

New York Times. (2011). *Argentina Hopes for a Big Payoff in Its Shale Oil Field Discovery*. Disponível em: [http://www.nytimes.com/2011/07/05/business/global/05shale.html?\\_r=3&src=recg&](http://www.nytimes.com/2011/07/05/business/global/05shale.html?_r=3&src=recg&). Last accessed 14 Ago 2014.

Petroleum Geoscience Tecnology. (2010). *Geologia do Petróleo*. Disponível em: [http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia\\_do\\_petroleo.pdf](http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf). Último acesso 01 ago 2014.

Project Smart Explorer. (2012). *PetroChina to invest \$6 billion to develop Sichuan shale gas*. Disponível em: <http://www.2b1stconsulting.com/petrochina-to-invest-6-billion-to-develop-sichuan-shale-gas/>. Último acesso 15 jul 2014.

SALAS CACHAY, L. R. (2004) Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 132p.

SANTOS, A. R. (2007), Análise do colapso de telas utilizadas em sistemas de contenção de areia em poços horizontais, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 123p.

SMITH, M.B. and SHLYAPOBERSKY, J.W. (2000) Basics of Hydraulic Fracturing, chapter 5 in Reservoir Stimulation, Economides, M. J. and Nolte, K. G. (Eds.), Reservoir Stimulation, third edition Wiley & Sons, Ltd., pp. 5-1 – 5-28.

SMITH, M.B. and SHLYAPOBERSKY, J.W. (2000) Basics of Hydraulic Fracturing, chapter 5 in Reservoir Stimulation, Economides, M. J. and Nolte, K. G. (Eds.), Reservoir Stimulation, third edition Wiley & Sons, Ltd., pp. 5-1 – 5-28.

STAINOH, G. (2013). *Renewable Energy in Latin America: Overview and Trends that Will Shape future*. Disponível em: <http://www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=281591711>. Último acesso 12 jun 2014.

STEVENS, P. (2012). *The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes*. Disponível em: [http://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/bp0812\\_stevens.pdf](http://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/bp0812_stevens.pdf) Último acesso: 14 Ago 2014.

SUNSHINE, W. L. (-). *Flowback and Produced Water Are Hazardous*. Disponível em: <http://energy.about.com/od/drilling/a/Waste-Water-Byproducts-Of-Shale-Gas-Drilling.htm>. Último acesso: 13 jun. 2014.

Tecnologopg. (2009). *Petróleo - Prospecção (2): Métodos Geológicos*. Available: <http://tecnologopg.blogspot.com.br/2009/08/petroleo-prospeccao-2-metodos.html>. Last accessed 04 ago. 2014

THOMAS, J.E., (2001), Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Petrobrás. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TOLLEFSON, J. (2013). *Gas drilling taints groundwater*. Disponível em: <http://www.nature.com/news/gas-drilling-taints-groundwater-1.13259>. Último acesso: 26 jun. 2014.

USP, Prospecção de Petróleo. Disponível em : <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAABt8AD/aula2-prospeccao>. Acesso em: 18 nov. 2012

Voxeurop. (2012). *A UE curva-se perante o lóbi do petróleo*. Disponível em: <http://www.voxeurop.eu/pt/content/article/1569031-ue-curva-se-perante-o-lobi-do-petroleo>. Último acesso 14 Ago 2014.

Xiang, J. (2011). A pkn hydraulic fracture model study and formation permeability determination, 16-43.