

|

**Universidade Federal Fluminense**  
**Instituto de Geociências – Departamento de Geologia e Geofísica Marinha**  
**Projeto de conclusão do curso de graduação em Geofísica**

**Victor Alberoni Araújo de Oliveira**

**Caracterização de Reservatórios Não Convencionais/ *Tight Gas***

**Niterói (RJ), Brasil.**

Victor Alberoni Araújo de Oliveira

## **Caracterização de Reservatórios Não Convencionais/ *Tight Gas***

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao programa de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dra. Eliane da Costa Alves.

**Niterói (RJ), Brasil.**

Julho de 2014

FACULDADE DE GEOFÍSICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

CURSO DE GEOFÍSICA

VICTOR ALBERONI ARAÚJO DE OLIVEIRA

**Caracterização de Reservatórios Não Convencionais/ *Tight Gas***

Projeto final 2: Requisito final para obtenção do título de Bacharel em Geofísica, em 03 de Julho de 2014, examinado por:

***Banca Examinadora:***

---

Prof. Dra: Eliane da Costa Alves – Universidade  
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

---

Prof. Dr: Alberto Garcia de Figueiredo Jr. – Universidade  
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

---

Prof. Dr: Cleverson Guizan Silva – Universidade  
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

---

Prof. Dr: José Antônio Baptista Neto – Universidade  
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

## RESUMO

A atual demanda energética mundial ocasionou em uma busca por novas fontes energéticas, como os reservatórios não convencionais. Estes reservatórios são abundantes, possuindo reservas muito superiores as de reservatórios convencionais em todo o mundo, entretanto as tecnologias e os custos envolvidos na sua produção os fizeram ser considerados economicamente inviáveis em um passado recente.

Nos últimos anos diversas técnicas foram desenvolvidas com o objetivo de tornar reservatórios não convencionais economicamente produtivos, sendo as principais: as técnicas de fraturamento hidráulico e os poços direcionais.

Este Projeto Final se propõe a realizar uma análise sobre reservatórios não convencionais focando principalmente nos de gás em arenitos de baixa permeabilidade. A partir de uma ampla revisão bibliográfica foram estudadas três ocorrências deste tipo de reservatório nas bacias de Ordos na China, Green River nos EUA e Alberta no Canadá, com o objetivo principal de caracterizá-las e destacar semelhanças e diferenças entre estas, passando pelo processo deposicional responsável pela formação destes reservatórios até a sua atual produção de hidrocarbonetos.

A partir da revisão realizada foi possível diferenciar as Bacias de Ordos e de Alberta da Bacia Green River em relação ao tipo de acumulação. As Bacias de Ordos e Alberta são caracterizadas por uma acumulação de Bacia Profunda, caracterizadas por acumulações contínuas de hidrocarboneto em reservatórios areníticos com baixos valores de porosidade e permeabilidade enquanto na Bacia de Green River as acumulações são características de reservatórios convencionais com baixa permeabilidade em que as principais acumulações são relacionadas principalmente a trapas estratigráficas.

A etapa de produção é semelhante nas três bacias com a utilização de novas tecnologias como o fraturamento hidráulico e poços direcionais. Porém, a utilização de poços horizontais ocorre apenas na Bacia de Alberta enquanto nas demais bacias estudadas estes ainda estão em fase de testes.

Palavras-chave: Reservatório não convencional, reservatório convencional, fraturamento hidráulico, poços direcionais, poços horizontais, reservatório de gás em arenitos de baixa permeabilidade. Bacia de Ordos, Bacia de Green River, Bacia de Alberta

## ABSTRACT

The current global energy demand resulted in a search for new energy sources, such as unconventional reservoirs. These reservoirs are abundant, having much higher reserves than conventional reservoirs worldwide, however the technologies and costs involved in its production made them be considered uneconomical in the recent past.

In recent years several techniques have been developed aiming to make unconventional reservoirs economically productive, the main ones being: the techniques of hydraulic fracturing and directional wells.

This Final Project intends to perform an analysis on unconventional reservoirs focusing mainly on the gas in low permeability sandstones. From an extensive literature review, three occurrences of this type of reservoir were studied in the Ordos basin in China, Green River in the U.S.A and Alberta in Canada, with the main objective to characterize them and highlight similarities and differences between these, going through the depositional system responsible for creating these reservoirs to its current production of hydrocarbons.

With the revision was possible to differentiate the Ordos and Alberta Basins from the Green River Basin regarding the type of accumulation. The Ordos and Alberta Basins are characterized by an accumulation of Deep Basin, characterized by continuous hydrocarbon accumulations in sand reservoirs with low porosity and permeability while, in the Green River Basin accumulations are characteristic of conventional reservoirs with low permeability that are related mainly to stratigraphic traps.

The production stage is similar in the three basins with the use of new technologies such as hydraulic fracturing and directional wells. However, the use of horizontal wells occurs only in the Alberta Basin while in other basins studied these are still in the testing phase.

Keywords : Unconventional reservoirs , conventional reservoirs , hydraulic fracturing, directional wells, horizontal wells , tight gas, Ordos Basin, Green River Basin, Alberta Basin.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por tudo que tem feito na minha vida e por me proporcionar estar vivendo mais este momento maravilhoso.

Em especial dedico este meu trabalho e minha conseqüente conclusão do Bacharelado em Geofísica a minha amada avó Maria Thereza, que nos deixou fisicamente no último dia 15 de Março e não pôde viver este momento de tanta alegria junto a nós, apesar de ter certeza que de onde ela estiver estará muito feliz nos enviando as melhores vibrações. Dedico também a meu avô Gérson, que esta minha vitória o ajude a alegrar seu coração entristecido neste momento tão difícil para todos nós.

Dedico este trabalho a meus pais que tanto amo, Marina e Paulo, que sempre estiveram juntos a mim em todos os momentos da minha vida, fazendo o seu melhor e me ensinando os verdadeiros valores da vida. Agradeço também a meus irmãos Flávio e Vanessa e todos os meus familiares, em especial minha tia Marlene que considero uma segunda mãe.

Agradeço imensamente a Gabriella por todos esses anos de amor, carinho e muita amizade vividos. Sempre me incentivando a fazer o que fosse melhor para mim. Agradeço também a sua família por todo o carinho e companheirismo durante esses anos, me fazendo sentir em casa quando lá estava.

Agradeço a todos meus amigos como Thiago, Paulo, Pedro, Henrique, Kaio e muito outros que estiveram comigo nos momentos de alegria e tristeza durante muitos anos da minha vida. Deixo um agradecimento especial a todos os meus colegas de turma, espero que o término desta não seja motivo de nos afastarmos. Deixo um agradecimento especial ao grande amigo Gabriel que fiz durante este período e a todos os membros do Bonde da Beleza que me divertiram por todos estes anos.

Agradeço imensamente ao Professor Alberto pela amizade criada e por todas as oportunidades e ensinamentos proporcionados por todos este tempo de iniciação científica e graduação que estivemos juntos, até mesmo neste momento final aceitando ser meu co orientador.

Agradeço a grande professora e amiga Eliane por ter aceitado ser minha orientadora e pelas constantes ajudas e grande paciência comigo durante toda a graduação.

Agradeço aos Professores Cleverson Guizan e José Antonio Baptista Neto pelos aprendizados passados de forma tão clara e competente durante minha graduação, agradeço também por terem aceitado participar da banca de avaliação do meu Projeto Final.

Agradeço também aos grandes amigos da pós-graduação/mestrado/doutorado que tanto me ajudaram durante minha graduação: Sérgio, Rodrigo, Camilo, Carlos, Sabrina e Paula.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	VIX
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	XI
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
<b>2. OBJETIVO</b> .....	2
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	2
<b>4. SISTEMAS PETROLÍFEROS</b> .....	2
4.1 Rochas Geradoras .....	2
4.2 Rochas Reservatórios .....	4
4.3 Trapas.....	5
4.4 Rochas selantes .....	5
<b>5. RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS</b> .....	5
<b>6. RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS</b> .....	6
6.1 Reservatórios de Gás de Folhelhos ( <i>Shale Gas</i> ) .....	7
6.2 Reservatórios de Metano em Camadas de Carvão ( <i>Coalbed Methane</i> ) .....	8
6.3 Hidratos de Metano ( <i>Methane Hydrates</i> ) .....	9
6.4 Reservatórios de Óleo Pesado ( <i>Heavy Oil</i> ) .....	11
<b>6.5 Reservatórios de Gás em Arenitos de Baixa Permeabilidade (<i>Tight Gas</i>)</b> .....	12
6.5.1 Características de reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade .....	13
6.5.2 Situações de acumulação de gás em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade .....	14
6.5.2.1 Acumulação de gás em Sistema de Gás de Bacia Profunda ou Bacia Central .....	14
6.5.2.2 Acumulação em Reservatórios convencionais com baixa permeabilidade .....	16
6.5.3 Avaliação e Produção de reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade .....	16
6.5.3.1 Fraturamento Hidráulico .....	18
6.5.3.2 Poços Horizontais .....	19

6.5.3.3	Monitoramento de reservatórios através da microssismicidade .....	20
6.5.4	Contexto Histórico da exploração de gás Reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade .....	22
6.5.5	Reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade .....	23
6.5.6	Reservas em arenitos de baixa permeabilidade no Brasil .....	24
6.5.7	Potenciais riscos na exploração em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade .....	25
6.5.7.1	Contaminação de águas subterrâneas .....	25
6.5.7.2	Risco de explosões devido a pressão ( <i>blowouts</i> ) .....	26
6.5.7.3	Risco de contaminação por águas de formação residuais e produtos químicos .....	26
6.5.7.4	Risco de Sismicidades .....	26
6.5.7.5	Emissão de poluentes no ar .....	27
<b>7.</b>	<b>ESTUDOS DE CASO</b> .....	<b>27</b>
7.1	Bacia de Ordos .....	28
7.1.1	Campo de Gás de Sulige .....	29
7.1.1.1	Condições especiais para acumulação .....	30
7.1.1.2	Produção no Campo de Sulige .....	33
7.1.1.3	Desenvolvimento de técnicas .....	34
7.2	Bacia de Green River .....	36
7.2.1	Campo de Gás de Wamsutter .....	37
7.2.1.1	Características do Reservatório .....	39
7.2.1.2	Produção no Campo de Wamsutter .....	39
7.2.1.3	Novas tecnologias utilizadas .....	41
7.3	Bacia de Alberta .....	42
7.3.1	Formação Monteith .....	43
7.3.1.1	Fatores que controlam a produção .....	45
<b>8.</b>	<b>DISCUSSÃO</b> .....	<b>47</b>
<b>9.</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>51</b>
<b>10.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>53</b>

## LISTA DE FIGURAS

**Figura 4.1-** Estágios de transformação do hidrocarboneto (Fonte: Thomas, 2004).

**Figura 5.1-** Típico sistema petrolífero de um reservatório convencional. Fonte: Tassinari, s.d. Disponível em: [http://www.iee.usp.br/eventos/nov12/Colombo\\_Shale.pdf](http://www.iee.usp.br/eventos/nov12/Colombo_Shale.pdf)

**Figura 6.1-** Triângulo de recursos. Fonte: Adaptado de Holditch S.A, 2006.

**Figura 6.2-** Reservas estimadas de gás em folhelho no mundo. Fonte: EIA, s.d.

**Figura 6.3-** Bacias com acumulações metano em camadas de carvão nos EUA. Fonte: Halliburton, *Coalbed Methane:Principles and Practices*, 2007.

**Figura 6.4-** Depósitos de hidratos de metano no mundo. Os pontos amarelos representam reservas de hidrato de gás comprovadas, enquanto os pontos vermelhos representam reservas inferidas. Adaptado de Peakin (2013).

**Figura 6.5-** Bacias brasileiras com ocorrência ou potencial ocorrência de hidratos de metano. Fonte: Virgens, 2011

**Figura 6.6-** Estimativas de óleo no mundo. Fonte: Alboudwarej *et al.*, (2007)

**Figura 6.7-** Comparação entre um Reservatório de arenito convencional em um não convencional, em que foi injetada uma resina azul que preenche os poros. Fonte: Adaptado de Naik, 2003.

**Figura 6.8-** Esquema mostrando as diferentes acumulações de óleo e gás dentro de um sistema petrolífero.(*Tight Gas reservoirs, Exploration & Production from TOTAL*, s.d.).

**Figura 6.9-** Bloqueio de água. Fonte: Naik, 2003.

**Figura 6.10-** Comparação entre quantidades de poços implementados para reservatórios convencionais e não-convencionais. Fonte: Adaptado de Matos, 2012.

**Figura 6.11-** Esquema mostrando as diferentes técnicas de produção de gás. Fonte: Suarez, 2012.

**Figura 6.12-** Fraturas artificiais criadas pelo fraturamento hidráulico. Fonte: Brathwaite,2009.

**Figura 6.13-** Exemplo de equipamentos utilizados em um fraturamento hidráulico.1) Silos propante; 2)Unidades de bombeio; 3)Unidade de mistura; 4) Tanques com gel e água. Fonte: Virgens, 2011.

**Figura 6.14-** Esquema mostrando a diferença entre poços verticais e horizontais em subsuperfície. Fonte: Matos, 2012.

**Figura 6.15-** Esquema mostrando um reservatório com monitoramento de microssismicidade (Adaptado de : *ESG Solutions*, s.d.)

**Figura 6.16-** Distribuição de *tight gás* nas bacias sedimentares nos EUA. Fonte: Adaptado por Virgens (2011) do EIA, 2010.

**Figura 6.17-** Perfuração de reservatório de arenito de baixa permeabilidade nos EUA. (*Impacts of shale gas and shale oil extraction on environmental and on human health (2011)- Photograph by Eco Flight, courtesy of Sky Truth – www.skytruth.org* ).

**Figura 7.1-** Divisão estrutural e distribuição dos campos de gás na Bacia de Ordos, na imagem à esquerda; e posicionamento dos poços e reservas de gás na Província de Sulige na imagem à direita (Adaptado de Zou et al., 2013).

**Figura 7.2-** Correlação entre os padrões de geração e expulsão entre as rochas fontes da Formação Shanxi e a Formação Taiyuan (Adaptado de Zou *et al.*, 2013).

**Figura 7.3-** Distribuição Natural de Gás em uma seção entre o Poço E-12 e o Poço Zhao-2 (em azul na imagem à direita), na Província de Sulige (Adaptado de Zou *et al.*, 2013).

**Figura 7.4-** Esquema do Fraturamento multi-estágio na Província de Gás de Sulige (*Tight Gas Reservoirs from CNPC*, s.d.)

**Figura 7.5-** Esquema mostrando o sistema de concatenação de dutos (*Tight Gas Reservoirs from CNPC*, s.d.)

**Figura 7.6-** Divisão estrutural e localização do Campo de Wamsutter na Bacia de Green River (Tobin *et al.*, 2010).

**Figura 7.7-** Coluna estratigráfica da Bacia de Green River (à esquerda) e localização geográfica da Bacia Green River e do Campo de Wamsutter (à direita) (Adaptado de Geetan *et al.*, 2011)

**Figura 7.8-** Campo de Wamsutter em produção pela British Petroleum ( Unconventional gas and hydraulic fracturing Issue briefing from BP,s.d.)

**Figura 7.9-** Configuração de poços antes de 2005 ( *The Oil Drum*, 2008. Disponível em- <http://www.theoil Drum.com/node/4072>).

**Figura 7.10-** Equipamentos envolvidos na técnica de Monitoramento Remoto (*Tight Gas Reservoirs from CNPC, s.d.*)

**Figura 7.11-** Mapa com as principais Bacias Sedimentares que compõe a Grande Bacia Sedimentar do Oeste do Canadá (Ross.G.M & Eaton D.W, 1999).

**Figura 7.12-** Localização geográfica da região de interesse (Masters, 1979).

**Figura 7.13-** Carta estratigráfica da Bacia Profunda de Alberta com as formações Monteith A e C em destaque (Zambrano *et al.*, 2013)

## LISTA DE TABELAS

**Tabela 1-** Tabela comparativa entre as três bacias estudadas.

## 1. Introdução

Com o aumento na demanda por energia fóssil, a produção de gás por fontes não convencionais se tornou uma alternativa como um novo recurso para manutenção da cadeia petrolífera mundial. Apesar do seu grande volume e potencial futuro, estas fontes necessitam de desenvolvimento complexo apresentando maiores gastos com o desenvolvimento de técnicas para produção de hidrocarboneto, além de apresentarem possíveis riscos ambientais (Naik, 2003).

Dentre uma das principais fontes de reservatórios não convencionais estão os reservatórios de gás em arenitos de baixa permeabilidade, que são caracterizados por reservatórios de arenito com permeabilidades abaixo de 0.1 mD, saturados em gás (Suárez, 2012).

O primeiro campo de gás em um reservatório deste tipo foi o de Campo Blanco na Bacia de San Juan nos Estados Unidos, em 1927. Desde então, diversas técnicas foram desenvolvidas com o objetivo de tornar esta configuração de reservatório economicamente produtiva (Zou *et al.*, 2013).

Atualmente esses reservatórios são responsáveis por 14% da produção de gás natural no mundo, possuindo reservas estimadas em mais 200 trilhões de metros cúbicos de gás, segundo o USGS. Dentre as bacias sedimentares com ocorrência de gás em arenitos de baixa permeabilidade estão as bacias de Ordos, Green River e Alberta que são objetos de estudo neste projeto. Cada uma destas apresenta características particulares que possibilitam sua diferenciação das demais, porém em alguns aspectos as três apresentam características semelhantes que possibilitam as classificar no grande grupo dos reservatórios não convencionais em arenitos de baixa permeabilidade.

Apesar da grande reserva estimada apenas um pequeno volume do gás é produzido, dado que o fator de recuperação em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade não ultrapassa os 10% do gás total (Suárez, 2012). Desta forma, grandes pesquisas no desenvolvimento de técnicas de produção vêm sendo realizadas na tentativa de aumentar este fator de recuperação para estes reservatórios no futuro.

## **2. Objetivo**

O objetivo deste Projeto Final é realizar uma caracterização de reservatórios de gás em arenitos de baixa permeabilidade, explicitando suas principais características e as principais técnicas utilizadas para a produção neste tipo de reservatório.

Posteriormente, realizaram-se estudos de casos em três diferentes bacias ao redor do mundo com ocorrência de reservatórios de gás em arenitos de baixa permeabilidade com a finalidade de estabelecer semelhanças e diferenças na produção de gás em cada uma delas.

## **3. Metodologia**

O Projeto Final foi desenvolvido a partir de um amplo processo de pesquisa bibliográfica e documental sobre reservatórios de gás de arenitos de baixa permeabilidade. No total foram selecionadas para estudo três bacias sedimentares que apresentam ocorrência de gás em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade localizadas na China, nos Estados Unidos e no Canadá. Estas tiveram como base de avaliação suas características geológicas e econômicas.

## **4. Sistema Petrolífero**

Um sistema petrolífero ativo é composto por rochas geradoras maduras, rochas reservatório, rochas selantes e trapas além, de dois fenômenos geológicos temporais que são a migração e o sincronismo dos eventos (Monteiro, 2011).

### **4.1 Rochas Geradoras**

Rocha geradora consiste na rocha que contém quantidades de matéria orgânica com potencial para a geração de hidrocarbonetos. São estas rochas que se submetidas a adequadas temperaturas e pressão formam hidrocarbonetos (Monteiro, 2011).

A formação da rocha geradora tem origem na deposição de sedimentos finos, geralmente folhelhos e calcilitos ricos em matéria orgânica em ambientes anóxicos onde ocorre a preservação desta. Estes ambientes anóxicos compreendem bacias restritas e lago com estratificação perene.

A quantidade de matéria orgânica de uma rocha geradora é medida através do seu teor de carbono orgânico total (COT), expresso percentualmente em relação ao extrato seco, refletindo as condições de produção e preservação no ambiente deposicional (Epistalié, 1977). Para rochas geradoras produtoras de hidrocarboneto o valor de COT deve ser superior a 0,5%.

A matéria orgânica após sua incorporação nos sedimentos e ainda submetida a baixas profundidades com temperaturas de aproximadamente 50°C, passa por transformações denominadas diagênese (PGT, s.d.).

Na diagênese predomina-se a atividade bacteriana que provoca a reorganização celular, transformando a matéria orgânica em querogênio. Nesta etapa o único hidrocarboneto gerado em quantidades significativas é o metano (Monteiro, 2011; Figura 4.1).

O soterramento da rocha geradora e o progressivo aumento de temperatura e pressão ocasionam na degradação térmica do querogênio e na conseqüente geração de petróleo.

Na catagênese o querogênio é submetido a temperaturas que alcançam os 160°, resultando na quebra das moléculas de querogênio e na formação de hidrocarbonetos líquidos e gás (Monteiro, 2011).

Segundo o mesmo autor, a etapa seguinte é denominada metagênese. Nesta as temperaturas atingem os 210°, ocasionando a quebra das moléculas de hidrocarbonetos líquidos e a sua conseqüente transformação em gás termoquímico. Após a metagênese o aumento de temperatura causa a degradação do hidroênio gerado e a esta etapa denomina-se metamorfismo.

A maturação de uma rocha representa o estágio de evolução térmica avançado. A rocha é considerada imatura quando está na fase da diagênese, sem a geração de grandes volumes de óleo. A rocha é considerada matura quando se encontra na fase de catagênese, inicialmente ocorre a geração de óleo. No final da catagênese, ocorre apenas a geração de gás sendo a partir deste momento considerada uma rocha senil (PGT, s.d.).

Segundo Virgens (2011), a avaliação da maturidade de matéria orgânica de uma rocha é realizada através da reflectância de vitrinita. Estas são respostas proporcionais a maturação da matéria orgânica e consistem em um método óptico de medição de reflectância sobre a superfície polida de uma partícula orgânica.

O processo de expulsão do hidrocarboneto da rocha geradora é conhecido como migração primária. Acredita-se que esta se dá devido ao aumento de pressão nas geradoras pela compactação e pela expansão volumétrica devido à formação do petróleo (PGT, s.d.).

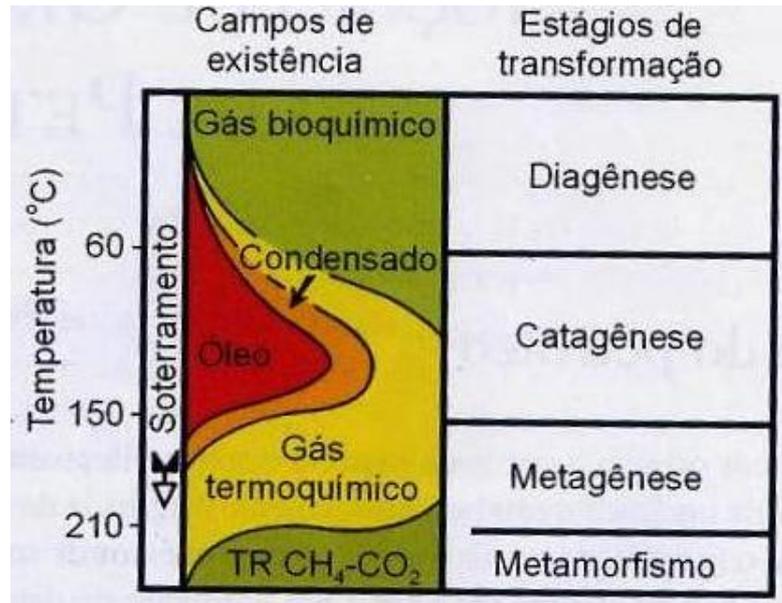


Figura 4.1: Estágios de transformação do hidrocarboneto (Fonte: Thomas, 2004)

#### 4.1. Rochas reservatórios

Rochas reservatório são rochas que possuem valores de porosidade e permeabilidade que possibilitam o armazenamento de hidrocarbonetos. Em sua maioria, as rochas reservatórios são arenitos e carbonatos fraturados (Monteiro, 2011).

Suárez (2012) afirma que existem dois tipos de reservatório, convencionais que compreendem rochas com porosidades maiores que 10% e permeabilidades acima de 0.1mD e os reservatórios não convencionais que incluem rochas com porosidades menores que 10% e permeabilidades menores que 0.1 mD.

Segundo Zou *et al.* (2013) a qualidade de um reservatório depende principalmente da textura da rocha e de processos diagenéticos como cimentação e dissolução sofridas.

#### 4.2. Trapas

Trapas são situações em que o arranjo entre rocha reservatório e selante possibilita a acumulação de hidrocarbonetos. As trapas são classificadas em: estruturais, estratigráficas, hidrodinâmicas ou mistas (PGT, s.d.).

A migração secundária compreende a migração do hidrocarboneto da rocha geradora até a trapa.

#### 4.3. Rochas selantes

Rochas selantes são as rochas responsáveis por reter o hidrocarboneto nas trapas. São rochas plásticas com permeabilidade baixíssimas, próximas a zero, podendo ser principalmente evaporitos ou folhelhos (Monteiro, 2011).

### **5. Reservatórios convencionais**

Reservatórios convencionais consistem de rochas reservatórios de permeabilidades médias a altas, de pequena extensão geográfica, porém de fácil desenvolvimento, ocorrendo em acumulações de hidrocarboneto relacionadas a feições estruturais ou condições estratigráficas localizadas (Naik, 2003).

Em um reservatório convencional, a rocha reservatório é uma rocha caracterizada por valores de porosidade e permeabilidade que permitem o armazenamento de grande quantidade de hidrocarbonetos. Geralmente as rochas geradoras não contem estas características, de tal forma que o hidrocarboneto se desloca para uma rocha reservatório que além destas propriedades petrofísicas, possui situações estruturais e/ou estratigráficas favoráveis para o aprisionamento do hidrocarboneto. Entretanto, para a acumulação de hidrocarboneto é necessário que o reservatório encontre-se coberto por uma rocha que impeça a fuga do hidrocarboneto para as formações vizinhas (Marques, 2011; Figura 5.1).

Em reservatórios convencionais as reservas de gás podem ser encontradas misturadas com óleo (gás associado) ou sem mistura (gás não associado). A produção de gás não associado é feita através de um processo de expansão em que poços no reservatório de gás permitem o gás comprimido se expandir e assim de maneira controlada ser capturado, tratado e transportado até a superfície. Este processo permite um grande fator de recuperação para reservatórios de boa qualidade, chegando a 80% de recuperação (Suárez, 2012).

A produção neste tipo de reservatório é realizada majoritariamente através de poços verticais que perfuram o intervalo de interesse, produzindo volumes econômicos de óleo e gás sem grandes tratamentos de estimulação ou nenhum processo especial de recuperação (Naik, 2003).

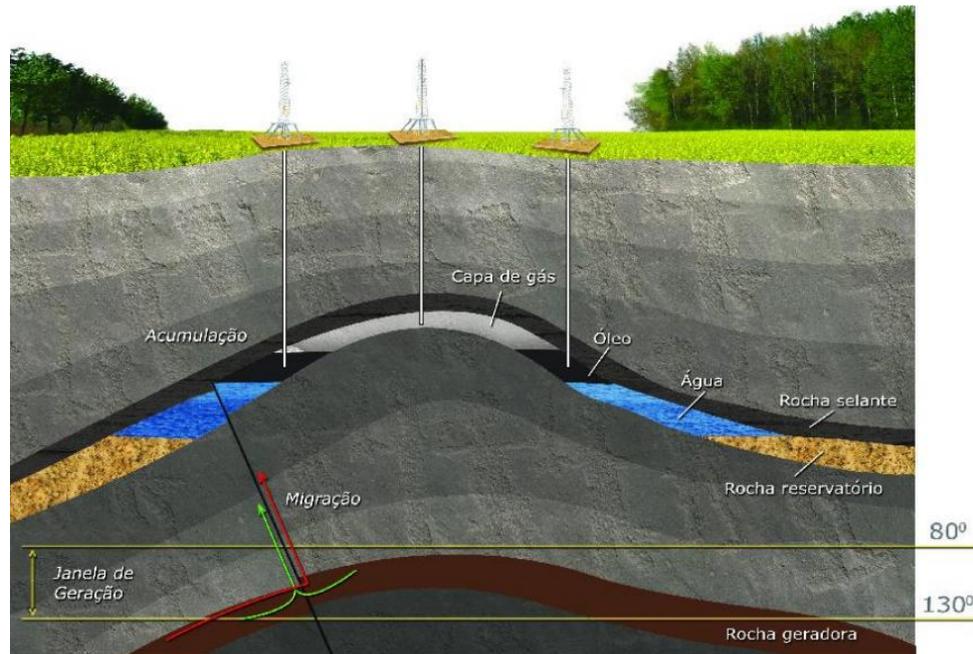


Figura 5.1: Típico sistema petrolífero de um reservatório convencional. Fonte: Tassinari, s.d.. Disponível em: [http://www.iee.usp.br/eventos/nov12/Colombo\\_Shale.pdf](http://www.iee.usp.br/eventos/nov12/Colombo_Shale.pdf)

## 6. Reservatórios não convencionais

As rochas de reservatórios não convencionais são aquelas que não apresentam características petrofísicas capazes de garantir que o hidrocarboneto acumulado possa ser extraído por processos simples de recuperação (Virgens 2011).

Segundo Suárez (2012), os reservatórios não convencionais são geralmente de grande extensão geográfica e consistem de camadas sedimentares com baixa permeabilidade carregados de hidrocarboneto. Segundo o mesmo autor, na maioria das vezes este tipo de reservatório necessita de avançadas tecnologias como poços horizontais ou estimulação artificial para serem economicamente produtivos, entretanto mesmo com o avanço das técnicas seu fator de recuperação dificilmente ultrapassa os 20% do gás disponível.

Masters (1979) criou o conceito de triângulo de recursos que permite comparar reservatórios convencionais e reservatórios não convencionais a partir da relação entre a distribuição volumétrica de hidrocarboneto e características de permeabilidade do reservatório com as tecnologias e os custos necessários para a produção destes. Esse mesmo autor observou que nos reservatórios de melhor qualidade, correspondentes aos reservatórios convencionais encontravam-se menores volumes de hidrocarboneto, entretanto apresentavam fácil desenvolvimento demandando menores investimentos e tecnologia se comparados aos reservatórios de baixa qualidade que possuem grandes volumes de hidrocarbonetos, porém

apresentam um desenvolvimento complexo necessitando de grandes investimentos. (Figura 6.1)

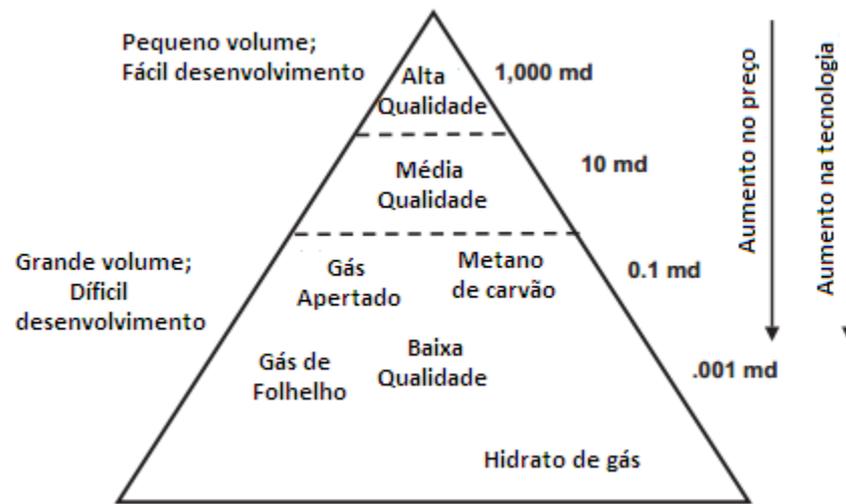


Figura 6.1: Triângulo de recursos. Fonte: Adaptado de Holditch S.A, 2006.

Os reservatórios não convencionais podem ser de vários tipos, sendo os principais: reservatórios de gás de folhelhos (*Shale Gas*), reservatórios de metano em camadas de carvão (*Coalbed Methane*), hidratos de metano (*Methane Hydrates*), reservatórios de óleo pesado (*Heavy Oil*) e os reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade (*Tight sands*).

### 6.1 Reservatórios de Gás de Folhelhos (*Shale Gas*)

Segundo King (2012) os reservatórios de gás de folhelho são reservatórios característicos de alto conteúdo de matéria orgânica e valores muito baixos de permeabilidade, variando entre 0, 000001 mD a 0, 0001 mD.

Devido aos baixos valores de permeabilidade, para a exploração e produção neste reservatório são necessárias técnicas de estimulação como o fraturamento hidráulico além, da perfuração de poços direcionais como os poços horizontais para se obter o aumento da permeabilidade da rocha e assim, o gás ser produzido (Suárez, 2012).

O reservatório de gás de folhelhos compreende um sistema petrolífero independente, em que a rocha geradora no processo de maturação da matéria orgânica funciona como rocha reservatório para armazenar o gás produzido além de possuir características de rocha selante que impede que o gás escape para outras formações (Jarvie *et al.*, 2003).

Nos Estados Unidos, essa fonte já é um dos principais contribuintes na produção energética, chegando a 23,1% da produção natural de gás em 2010 (Wang & Krupnick, 2013).

O sucesso na exploração deste tipo de recurso nos EUA despertou o interesse de outros países que possuem possíveis reservas como observado na figura 6.2 abaixo, onde China, Argentina e México se destacam por reservas de grandes volumes. No Brasil a bacia do Paraná aparece como uma potencial reserva, apesar de não ter seu volume estimado (Virgens, 2011).

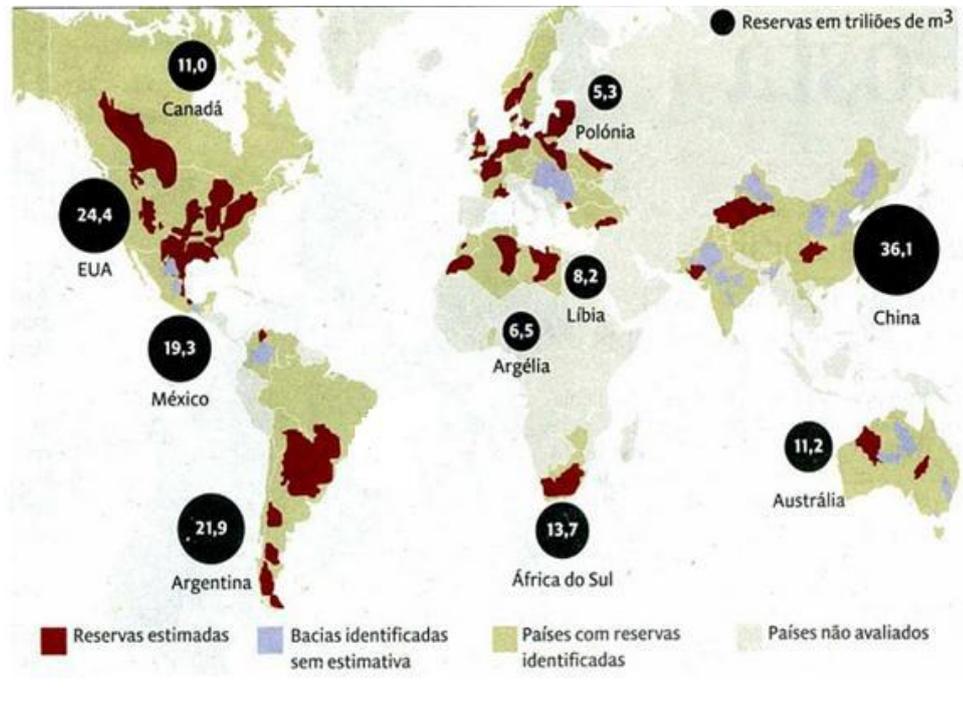


Figura 6.2: Reservas estimadas de gás em folhelho no mundo. Fonte: EIA, s.d..

## 6.2 Reservatórios de Metano em Camadas de Carvão ( *Coalbed Methane* )

O metano gerado nas camadas de carvão é denominado de *Coalbed Methane* (CBM). Neste tipo de reservatório não convencional as camadas de carvão agem como rochas geradoras e rochas reservatórios de gases que possuem o metano como principal constituinte (Santos & Coradesqui, 2013).

Segundo Loftin (2009) as camadas de carvão armazenam de seis a sete vezes mais gás de metano do que uma rocha reservatório de gás convencional devido ao seu armazenamento ocorrer pelo fenômeno da adsorção. Neste, o metano adere-se à superfície das partículas de carvão promovendo um aumento da densidade do fluido até valores próximos aos do líquido correspondente, permitindo que a capacidade de estocagem nesse sistema exceda os de reservatórios convencionais, em que o gás é estocado sob pressão nos poros da rocha reservatório.

No início da produção a quantidade gás livre é muito pequena ocorrendo à obtenção predominantemente de água. Essa produção de gás aumenta com o tempo, devido ao aumento do grau de saturação de gás na água (Virgens, 2011).

O metano é a forma de energia fóssil mais limpa existente. Assim, sua produção em camadas de carvão vem se tornando em curto espaço de tempo uma fonte importante para a indústria, produzindo combustível limpo em um período em que existem diversas preocupações com os aspectos ambientais e de saúde (Halliburton, 2007). Entretanto, caso ocorra um vazamento de metano os prejuízos ambientais causados são maiores se comparados as outras fontes energéticas (Stevens, 2012).

Nos Estados Unidos da América, já foram descobertos cerca de 800 trilhões de metros cúbicos de metano em camadas de carvão. A produção neste tipo de fonte não é restrita aos EUA, diversos outros países produzem ou possuem programas para produção deste tipo de reservatório. (Halliburton, 2007; Figura 6.3)

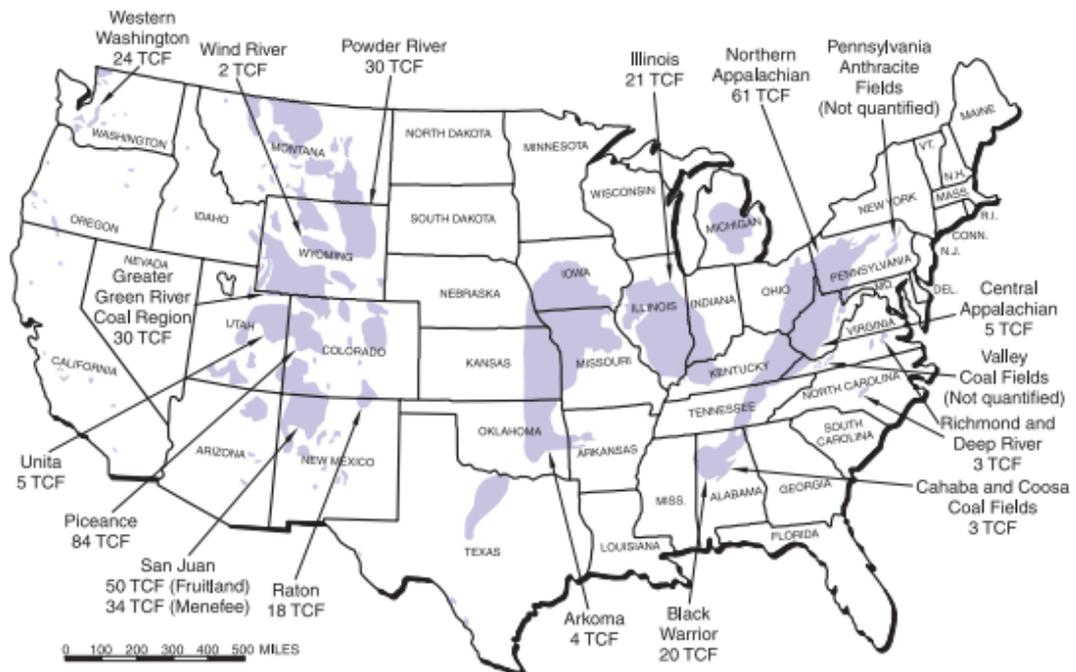


Figura 6.3: Bacias com acumulações metano em camadas de carvão nos EUA. Fonte: Halliburton, 2007.

### 6.3 Hidratos de Metano (*Methane Hydrates*)

Os hidratos de metano são formados quando moléculas de água se solidificam formando uma estrutura do tipo "gaiola" em torno da molécula de metano (Peer, 2010). Estes

produzem grande quantidade de gás. A dissociação de 1 m<sup>3</sup> de hidrato à temperatura ambiente produz 164 m<sup>3</sup> de metano e 0,8 m<sup>3</sup> de água (Kvnnvolden, 1993).

Segundo Clennell (2000), o composto tende a se formar em locais onde há temperaturas relativamente baixas, pressões relativamente altas e quantidades suficientes de água e gás formador do hidrato, podendo a formação de hidratos de metano ocorrer em quatro diferentes situações ao redor do mundo: em sedimentos e rochas sedimentares abaixo da camada de *permafrost* no Ártico, em depósitos sedimentares ao longo da margem continental, em sedimentos de água profundas em lagos ou mares interiores e abaixo do gelo Antártico. (Figura 6.4)

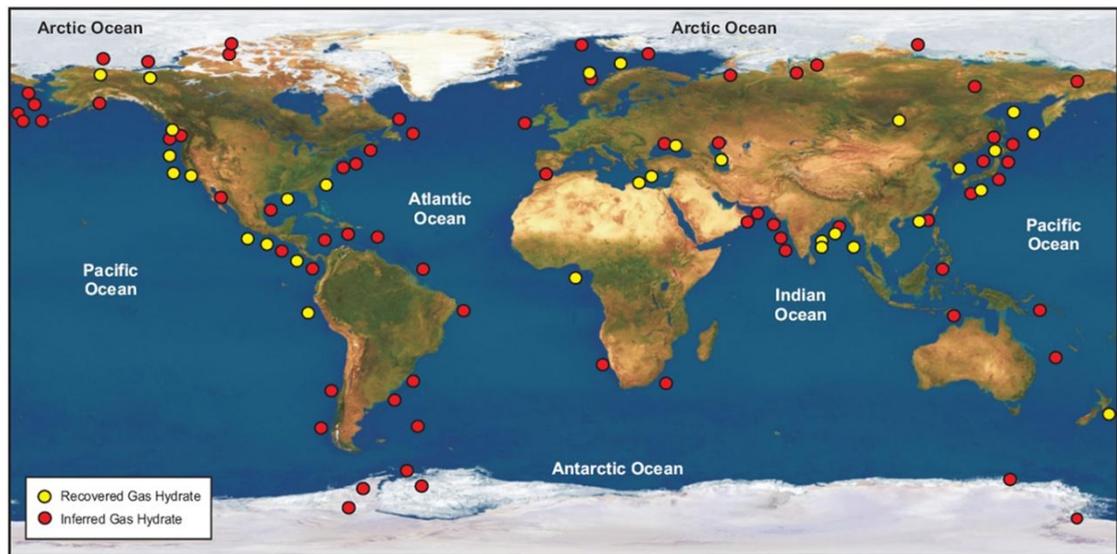


Figura 6.4: Depósitos de hidratos de metano no mundo. Os pontos amarelos representam reservas de hidrato de gás comprovadas, enquanto os pontos vermelhos representam reservas inferidas. Adaptado de Peakin (2013).

Segundo Virgens (2011), no Brasil os hidratos de gás são encontrados em margens continentais com altas taxas de sedimentação, as quais asseguram rápido soterramento e preservação da matéria orgânica existente. As bacias da Foz do Amazonas, do Espírito Santo, de Cumuruxatiba, de Santos e de Pelotas, apresentam potencial para a exploração de hidratos como observado na figura 6.5 abaixo.

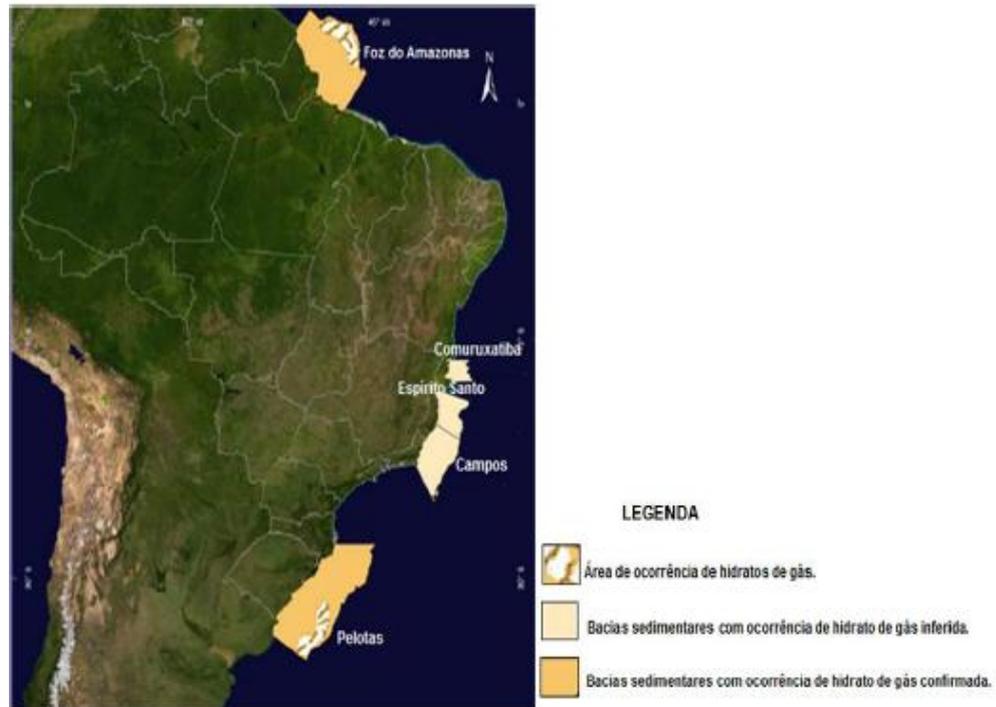


Figura 6.5: Bacias brasileiras com ocorrência ou potencial ocorrência de hidratos de metano. Fonte: Virgens, 2011

#### 6.4 Reservatórios de Óleo Pesado (*Heavy Oil*)

Os óleos pesados consistem de hidrocarbonetos que foram gerados em formações profundas, mas migraram para regiões mais rasas em que sofreram degradação por bactérias e intemperismo. O fato de estarem localizados em profundidades rasas resulta em uma série de dificuldades para a avaliação e produção neste tipo de reservatório (Virgens, 2011).

Obregón (2001) definiu como óleos pesados os que apresentam grau API entre 10° e 20°, uma densidade maior que 0,90 g/ mL e uma viscosidade entre 10 e 100cP no fundo e, de 100 a 10.000cP na superfície. Devido a estes altos valores de densidade e viscosidade que dificultam a movimentação do óleo até a superfície, a exploração em reservatórios de óleo pesado é muito complexa.

Segundo Alboudwarej *et al.*, (2007) os óleos pesados juntamente com os outros dois tipos de óleo não convencionais (ultra pesados e o betume), representam 70% dos recursos petrolíferos em todo o mundo. (Figura 6.6)

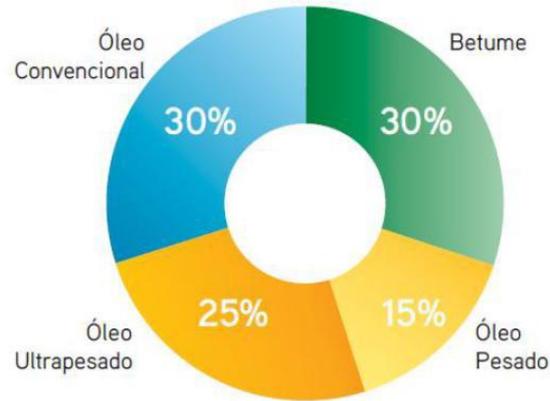


Figura 6.6: Estimativas de óleo no mundo. Fonte: Alboudwarej et al, (2007)

No Brasil os principais reservatórios de óleo pesado se encontram no sudeste do país, sendo eles os: arenitos turbidíticos e carbonatos do Membro Siri na Bacia de Campos e os arenitos do Eoceno da Bacia de Santos (Santos & Coradesqui, 2013).

#### 6.5 Reservatórios de Gás em Arenitos de Baixa Permeabilidade (*Tight Gas*)

Os reservatórios não convencionais de arenitos de baixa permeabilidade são camadas sedimentares de arenitos caracterizados por possuírem porosidades menores que 10% e permeabilidades menores que 0.1 mD (Suárez, 2012). Acumulações de gás são mais comuns neste tipo de reservatório, entretanto acumulações de óleo também são observadas em bacias de todo o mundo.

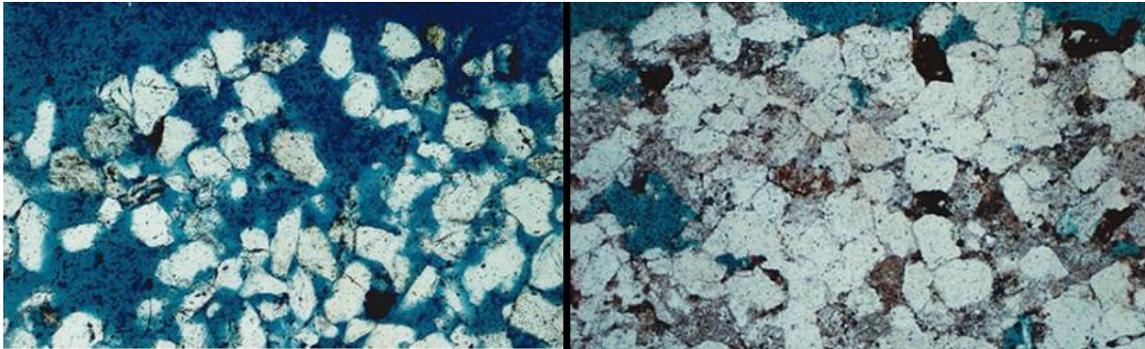
Os reservatórios de arenitos podem ser classificados como convencionais ou não convencionais, sendo a permeabilidade a principal propriedade que os difere. Características petrográficas, alterações diagenéticas e suas configurações de poros garantem aos arenitos não convencionais baixos valores de permeabilidade (Zou et al., 2013). Essas características são discutidas a seguir.

Como um dos principais fatores, a petrografia neste reservatório é caracterizada por sedimentos mal selecionados que apresentam uma alta percentagem de minerais de feldspatos, raros cristais de quartzo, além de um alto teor de argila em sua composição (Min et al., 1998). Segundo este autor, o somatório desses fatores contribui para uma maior compactação do sedimento ocasionando uma diminuição de sua porosidade.

Outro fator que influencia a permeabilidade do reservatório são as alterações diagenéticas sofridas pelo reservatório com o aumento da profundidade de soterramento, em que a pressão das formações sobrejacentes excede a pressão normal de fluido nos poros causando dissolução e deformação no contato entre os grãos (Zou et al., 2013). O produto

dessa dissolução dos grãos é o cimento que irá preencher os poros diminuindo assim a conexão entre eles. Os arenitos de baixa permeabilidade são caracterizados por apresentarem altos níveis de alterações diagenéticas.

Segundo Plavnik (2007), diferentemente do arenito convencional que possui um espaço poroso bem conectado, o arenito de baixa permeabilidade apresenta espaço poroso extremamente irregular, possuindo pouca condutividade (Figura 6.7). Nestes reservatórios o espaço poroso consiste da porosidade secundária que compreende os poros intergranulares, as microfraturas e os microporos intergranulares, sendo raramente observada a porosidade primária da rocha.



*Figura 6.7: Comparação entre um Reservatório de arenito convencional em um não convencional, em que foi injetada uma resina azul que preenche os poros. Fonte: Adaptado de Naik, 2003.*

#### 6.5.1 Características de reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade

Os sistemas em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade são caracterizados por apresentarem limites de selo, trapa e reservatório de difícil distinção com acumulações que tendem a ser contínuas em uma grande área. Nestes, as rochas geradoras e reservatório são muito próximas, ocorrendo à predominância da migração primária por um fluxo turbulento.

Os hidrocarbonetos permeiam os poros do reservatório por meio da difusão. Este processo ocorre de forma lenta em pequenos percursos até atingir as fraturas naturais que consistem no principal sistema de transferência de gás do reservatório até o poço.

### 6.5.2 Situações de acumulação de gás em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade

Os reservatórios de baixa permeabilidade podem ser encontrados em duas diferentes situações: o sistema de gás de bacia profunda em que o reservatório se desenvolve principalmente nas partes centrais ou profundas da bacia (Naik, 2003) ou em reservatório convencionais com baixas permeabilidades (Figura 6.8).

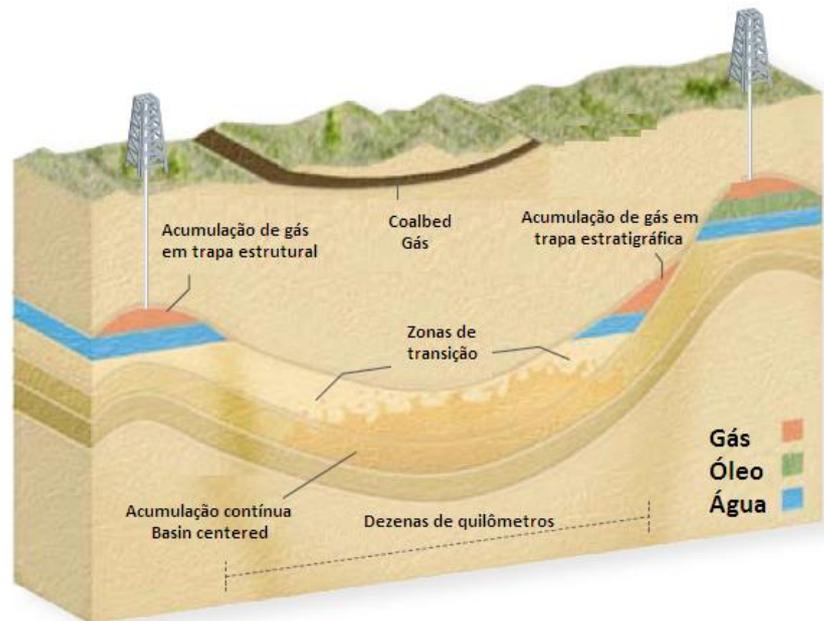


Figura 6.8: Esquema mostrando as diferentes acumulações de óleo e gás dentro de um sistema petrolífero. (Tight Gas reservoirs, Exploration & Production from TOTAL, s.d.).

#### 6.5.2.1 Acumulação de gás em Sistema de Gás de Bacia Profunda ou Bacia Central

O Sistema de Gás de Bacia Profunda corresponde ao gás natural encontrado em reservatórios situados a profundidades superiores a 4500 metros (ANP, 2010). Segundo Naik (2003), o Sistema de Gás Bacia Profunda compreende regiões extensas (10 a 100 milhas<sup>2</sup>) localizadas normalmente nas porções centrais da bacia, caracterizadas por reservatórios de baixa permeabilidade saturados em gás contendo acumulações a pressões anormais apresentando ângulos de mergulho suaves.

No sistema de Bacia Profunda, as acumulações de gás são controladas pelo conceito do “bloqueio de água” desenvolvido por Masters (1979). Neste, a permeabilidade relativa do gás se deteriora drasticamente com maiores saturações de água tornando o reservatório incapaz de produzi-lo. O conceito de bloqueio de água explica que mesmo com a ausência de

unidades litológicas contínuas, a camada saturada em gás é trapeada pela camada superior de água, que funciona como um selo (Naik, 2003; Figura 6.9).

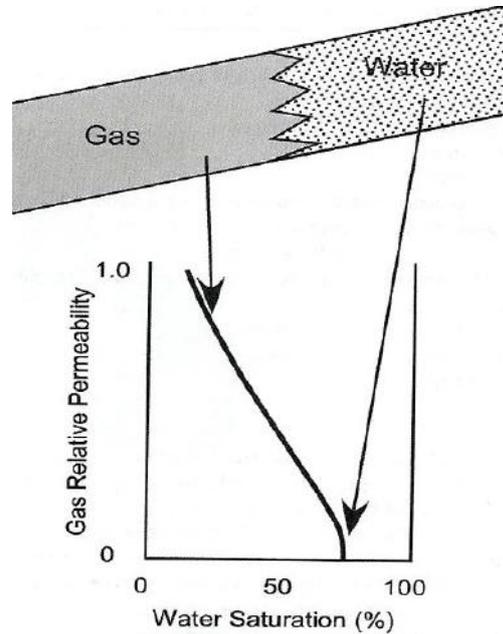


Figura 6.9: Bloqueio de água. Fonte: Naik, 2003

Existem dois tipos de Sistemas de Gás de Bacia Profunda, o direto que consiste em uma rocha fonte propensa a produzir gás e o indireto que consiste em uma rocha fonte propensa a produzir óleo. A migração de hidrocarbonetos da rocha geradora para o reservatório é curta, não ultrapassando 40 metros em ambos os casos (Law, 2002).

Reservatórios de gás de Bacia Profunda são independentes do desenvolvimento de trapas estruturais e estratigráficas, ocorrendo situações em que as acumulações de gás atravessam estes limites (Law, 1984; Spencer, 1985; Law and Spencer, 1993).

Poucos sistemas de Bacia Profunda são comercialmente produtivos em toda sua extensão. Na maioria dos casos a produção comercial de gás neste tipo de sistema se dá em profundidades específicas, geralmente próximas ao limite superior do sistema, estas áreas são conhecidas como *sweet spots* que consistem de profundidades com valores de porosidade e permeabilidades maiores do que o resto do reservatório (Surdam, 1997a). Estes *sweet spots* podem ser formados por fatores estruturais ou estratigráficos e sempre ocorrem em regiões de pressão anormal (Law, 2002). A detecção destes pontos é muito complicada devido à pequena variação nas propriedades acústicas das rochas.

Segundo Holditch (2006), a produção comercial no sistema de Bacia Profunda depende da presença de fraturas naturais e a habilidade de conectar a estas, as fraturas hidráulicas de estimulação.

### 6.5.2.2 Acumulação de gás em Reservatórios convencionais com baixa permeabilidade

Reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade podem estar localizados em reservatórios convencionais com baixos valores de permeabilidade. Neste caso, o gás é acumulado em trapas estruturais, estratigráficas ou mistas (Aguilera, 2008).

Ainda de acordo com Aguilera (2008), alguns autores sugerem que reservatórios deste tipo podem ser encontrados em rochas mais antigas nas mesmas províncias de petróleo em que ocorre a produção de gás convencional. Desta forma, o gás convencional se torna um indicio da presença de gás em arenitos não convencionais nas províncias de petróleo ao redor do mundo.

### 6.5.3 Avaliação e Produção de reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade

Segundo apostila criada pela operadora de petróleo Total “*Tight Gas reservoirs, Exploration & Production*”, para avaliação de reservas em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade se fazem necessários estudos geofísicos, principalmente a perfilação de poços e extensas análises petrofísicas cujas análises consistem na determinação das porosidades e permeabilidades através de amostras de rocha.

A produção em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade é bem menor se comparada a reservatórios convencionais (MIT, 2010). Assim, para se obter montantes significativos de gás se faz necessária a implementação de muitos poços (Figura 6.10). Stephen (2006) afirmou que para reservatórios de gás em arenitos de baixa permeabilidade, uma produção economicamente rentável só pode ser obtida após fraturamento hidráulico ou através de poços laterais ou multilaterais.

O processo de exploração neste tipo de reservatório é composto basicamente por três mecanismos principais: revestimento e cimentação da parede do poço, técnicas de fraturamento e pelo processo de retirada do hidrocarboneto através dos poços.

Segundo Santos & Coradesqui (2013), a perfuração de um poço ocorre em etapas que podem variar de 3 até 8 fases, dependendo principalmente da profundidade final desejada. Ao final de cada etapa é necessário revestir e cimentar a parede do poço visando à sustentação de sedimentos não consolidados das camadas mais rasas e impedir a entrada da água de reservatório para dentro do poço nas camadas mais profundas.

Os processos de fraturamento visam aumentar a produtividade de um reservatório não convencional através do aumento de sua permeabilidade. Existem três tipos principais de

fraturamento que se diferenciam pelo tipo de fluido utilizado, são eles: o fluido base ácido, base óleo e base água.

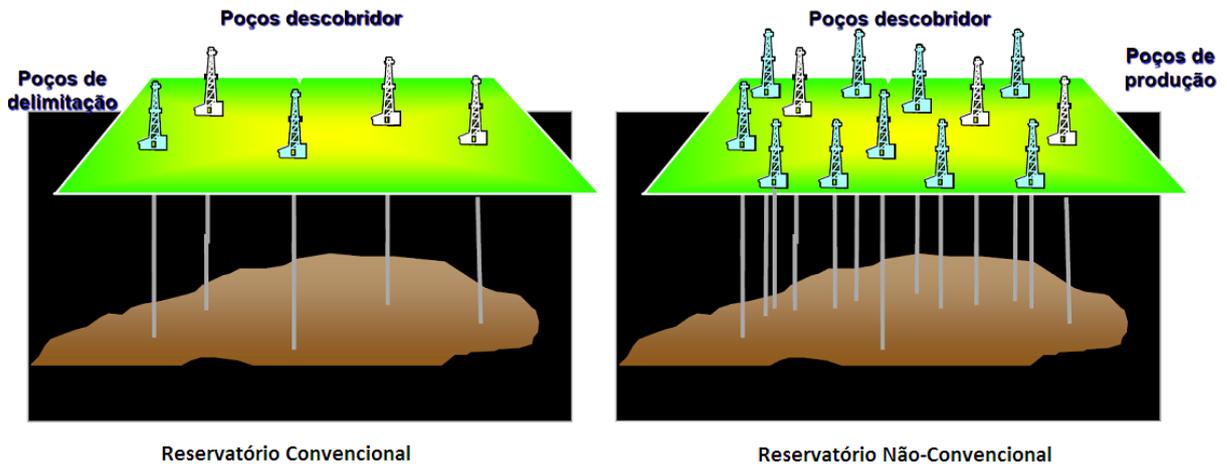


Figura 6.10: Comparação entre quantidades de poços implementados para reservatórios convencionais e não-convencionais. Fonte: Adaptado de Matos, 2012.

A técnica de fraturamento que utiliza o fluido com base ácida possui ácido hidroclorídrico em sua composição com o objetivo de dissolver parte do material da rocha e assim, o hidrocarboneto fluir mais facilmente pelas fraturas. Esta técnica é muito utilizada em carbonatos. Já, o fluido com base óleo é mais caro sendo utilizado em intervalos de formações susceptíveis a danos causados pela água. Finalmente, o fluido com base água é o mais utilizado devido ao baixo custo e ao seu fácil manuseio (Santos & Coradesqui, 2013).

Historicamente tem se adotado o uso de poços verticais para a recuperação de gás neste tipo de reservatório principalmente em decorrência do pouco conhecimento da região subterrânea e dos altos riscos envolvidos. À medida que se obtém melhores informações tornando o risco gerenciável, são utilizados poços horizontais que garantem um maior contato entre o poço e o reservatório, garantindo uma maior produção (ANP, 2010).

Suarez (2012) classificou como os principais responsáveis pela expansão na produção de reservatórios não convencionais o desenvolvimento nas técnicas de fraturamento hidráulico e poços horizontais (Figura 6.11).

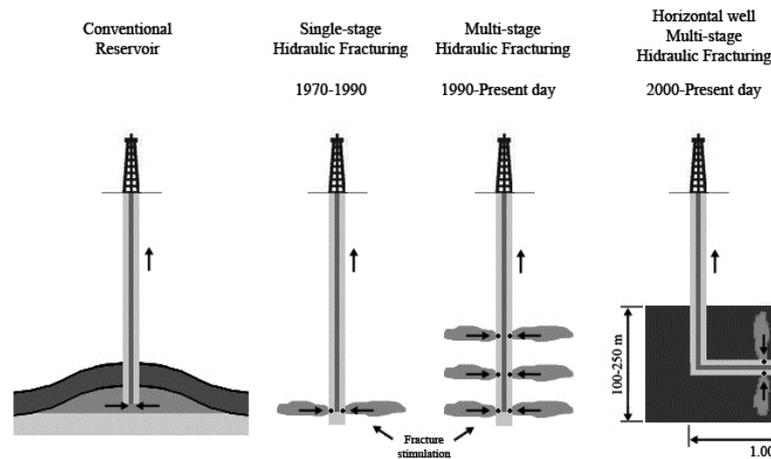


Figura 6.11: Esquema mostrando as diferentes técnicas de produção de gás. Fonte: Suarez, 2012.

### 6.5.3.1 Fraturamento Hidráulico

A técnica de Fraturamento Hidráulico é utilizada com o objetivo de criar fraturas em rochas. Através destas fraturas, o gás consegue se deslocar mais facilmente nos poros da rocha em que está trapeado em direção ao poço de produção. O fraturamento hidráulico considerado ideal cria fraturas longas e concentradas nas camadas de interesse (Suarez, 2012).

Segundo o mesmo autor, para criação destas fraturas, uma mistura de água (90%), areia ou cerâmica (9%) e fluidos aditivos de alta viscosidade como cloreto de potássio (1%), é bombardeada contra a parede do poço, sob altas pressões durante um curto período de tempo.

Virgens (2011) afirma que a formação não será capaz de absorver todo esse fluido durante esse curto período de tempo, assim em determinado momento a pressão criada excede o limite dúctil da rocha e as fraturas são geradas (Figura 6.12). Entretanto, as fraturas tendem a se fechar devido ao peso exercido pelas camadas superiores. Para evitar isto, a parte composta de areia ou cerâmica conhecida como propantes ou material de sustentação de fratura, mantém a fratura aberta e cria caminhos preferenciais para passagem dos fluidos que serão produzidos (Suárez, 2012).

Os fluidos de alta viscosidade se transformam em fluidos de baixa viscosidade rapidamente e este juntamente com a água injetada volta através das fraturas artificiais para o poço e assim, para a superfície.

Nos anos 2000 foi desenvolvida a técnica de fraturamento hidráulico multi-estágio que permite realizar o fraturamento em diversas profundidades ao mesmo tempo. Esta nova técnica possibilitou uma maior produção em um menor tempo.

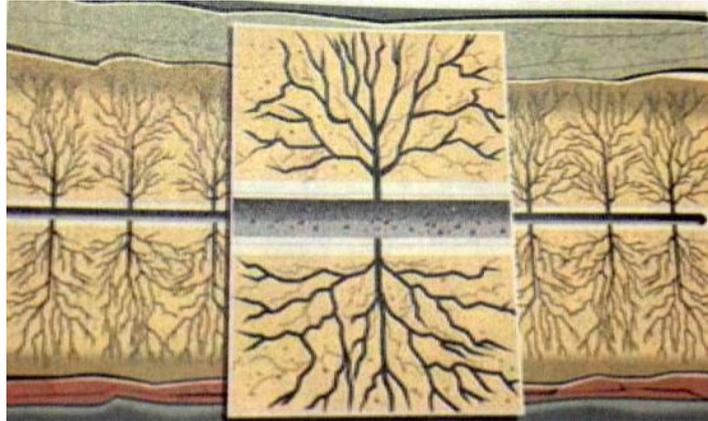


Figura 6.12: Fraturas artificiais criadas pelo fraturamento hidráulico. Fonte: Brathwaite,2009.

A logística relacionada ao processo e fraturamento hidráulico é complexa, envolvendo grande número de caminhões de grande porte necessários para realizar o fraturamento, além de tanques para armazenamento de água, gel e silos contendo propante (Virgens, 2011; Figura 6.13)



Figura 6.13: Exemplo de equipamentos utilizados em um fraturamento hidráulico.1) Silos propante; 2)Unidades de bombeio; 3)Unidade de mistura; 4) Tanques com gel e água. Fonte: Virgens, 2011.

### 6.5.3.2 Poços Direcionais

Poços Direcionais ocorrem quando a formação de interesse não está localizada na mesma vertical que a sonda, sendo necessária a utilização de técnicas especiais não utilizadas na perfuração de poços verticais. O ângulo formado entre o poço e o intervalo de interesse irá

definir se este será um poço direcional ou horizontal. Os poços horizontais são poços retos que perfuram horizontalmente, aproximando-se de 90°, dentro da formação de interesse. Este tipo de poço possibilita uma maior exposição de trechos do reservatório, aumentando a área de drenagem e assim, obtendo maior fator de recuperação, superando em 10% a 30% a produção de gás em um poço vertical (Baihly *et al.*, 2007). Além deste fato, ele reduz consideravelmente o número de poços verticais necessários para desenvolver um campo de gás, facilitando a questão logística e reduzindo impactos públicos e ambientais causados pela implantação de diversos poços (Suarez, 2012).

Segundo Baihly *et al.*, (2007), estes poços podem ser de duas a quatro vezes mais caros que poços verticais tornando mais custosa a operação e assim, fazendo necessária uma análise completa para identificar e gerenciar os riscos inclusos em uma operação com este tipo de ferramenta em um reservatório de arenitos de baixa permeabilidade. No esquema da Figura 6.14 localizada abaixo, é possível notar a diferença entre os dois tipos de poços.

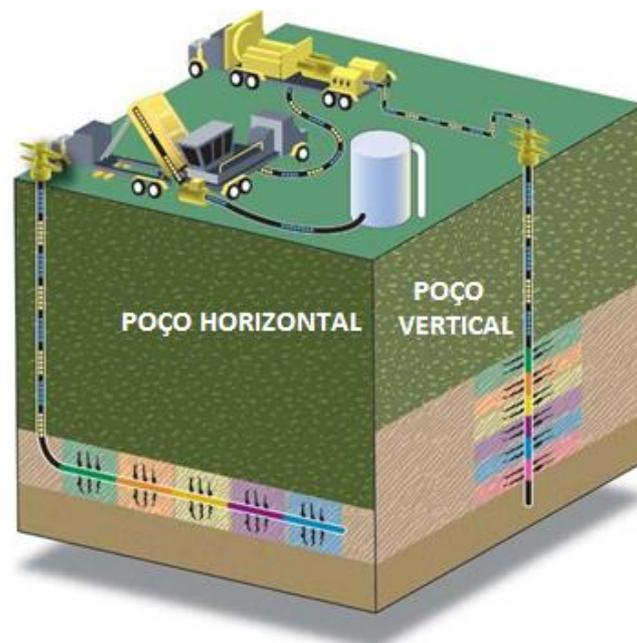


Figura 6.14: Esquema mostrando a diferença entre poços verticais e horizontais em subsuperfície. Fonte: Matos, 2012.

### 6.5.3.3 Monitoramento de reservatórios através da microssismicidade

Outra técnica que vem contribuindo para o aumento na produção de reservatórios não convencionais como o de arenitos de baixa permeabilidade é o uso da microssismicidade no monitoramento do reservatório. Seu uso possibilita a obtenção de informações sobre o

reservatório que nenhuma outra fonte pode garantir evitando assim possíveis erros que poderiam ocorrer e garantindo uma maior produção.

Segundo Nick Steinberger, este uso possibilita o entendimento do reservatório, o cálculo de seus volumes fraturados e assim, o planejamento da melhor técnica a ser utilizada para cada poço.

A microsismicidade permite melhores resultados da técnica de fraturamento hidráulico através do monitoramento em tempo real da propagação das fraturas durante este, evitando riscos indesejados. Quando ativados pelo fraturamento hidráulico, falhas e planos de fraquezas pré-existentes geram eventos de microsismicidade que medidos podem revelar propriedades importantes da fratura como seu azimute, sua extensão, o volume de reservatório afetado e sua complexidade (Guilleland., s.d.). Com a localização dos eventos de microsismicidade associados a fratura é, possível determinar a sua geometria, o volume efetivo de produção, além de observar interações com as falhas existentes e monitorar eventos no reservatório.

A captação destes microsismos é realizada através de arranjos de geofones. Na maioria dos casos estes estão localizados em poços próximos do processo de fraturamento, porém outras configurações também podem ser utilizadas (Figura 6.15).

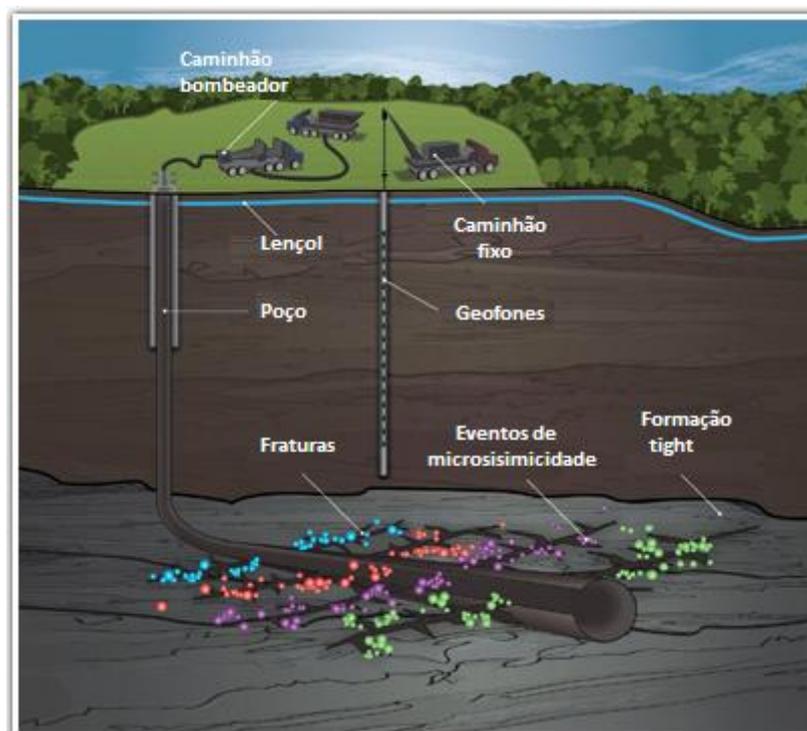


Figura 6.15: Esquema mostrando um reservatório com monitoramento de microsismicidade (Adaptado de : ESGSolutions, s.d.)

Para realizar o monitoramento é necessária a perfuração de um novo poço garantindo maiores gastos e tempo. Desta forma, muitos operadores ainda não se convenceram sobre a utilização deste, questionando se os resultados obtidos valem o preço investido (Guilleland., s.d.).

#### 6.5.4 Contexto Histórico da exploração de Gás em Reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade

Segundo Suárez (2012), o primeiro Campo de gás em um reservatório arenitos de baixa permeabilidade foi descoberto há 86 anos, no ano de 1927, no grupo Mesaverde da bacia de San Juan. O nome deste primeiro foi Campo Blanco.

O primeiro a utilizar um sistema de fraturamento para produção foi o Campo de Carthage também nos EUA, em 1955. Este se tornou no ano de 1976, um dos maiores campos de gás do país. Além de descobertas nos EUA, ocorreram diversas descobertas no Canadá, fato que ocasionou em um grande desenvolvimento na produção deste tipo de reservatório na América do Norte (Zou *et al.*, 2013).

Com o objetivo de resolver o problema relacionado à alta demanda por gás natural doméstico, o governo americano criou políticas e atos que incentivaram a produção em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade (Holdtich, 2006). No ano de 2009, 900 campos de gás em reservatórios de arenito de baixa permeabilidade foram descobertos em 23 bacias sedimentares nos Estados Unidos da América (Figura 6.16). Neste mesmo ano, a produção de gás em arenitos de baixa permeabilidade atingiu 189 bilhões de m<sup>3</sup>, volume correspondente a um terço da produção total de gás natural do país (Zou *et al.*, 2013).

Este tipo de reservatório se desenvolveu não apenas na América do Norte, em 2009 a produção mundial de Gás em reservatórios de arenito de baixa permeabilidade foi de aproximadamente 432 bilhões de m<sup>3</sup>, correspondente a 14% da produção de gás natural em todo o mundo segundo a *International Energy Agency* (2009).

O desenvolvimento de novas técnicas está possibilitando a produção neste reservatório que no passado eram muito difíceis de serem produzidos. Um exemplo é o Campo de gás Rulison na bacia de Piceance, descoberto em 1952 e com sua produção iniciada apenas em 1993 com o avanço na técnica de fraturamento (Zou *et al.*, 2013).



Figura 6.16: Distribuição de tight gás nas bacias sedimentares nos EUA. Fonte: Adaptado por Virgens (2011) do EIA, 2010.

### 6.5.5 Reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade

Reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade são extensas e distribuídas em todo o Mundo, sendo os EUA, a Rússia e a China os que possuem as maiores concentrações (Suarez A.A., 2012; Figura 6.17). Em alguns países e regiões as reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade funcionam como alternativas secundárias para produção de hidrocarboneto, enquanto em outras regiões estas reservas representam a principal fonte de hidrocarboneto.

O USGS (*U.S. Geological Survey*) acredita que há aproximadamente 70 bacias em todo o mundo com reservas de gás em arenitos de baixa permeabilidade, representando um volume de 210 trilhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Outras estimativas foram realizadas por outras instituições em que todas estimaram um grande volume de gás. A questão a ser discutida é quanto desse gás conseguirá ser produzido, visto que o fator de recuperação para este tipo de reservatório varia de 6% a 10%, assim o volume de gás produzido não seria significativo se comparado aos reservatórios convencionais de hidrocarbonetos.

Aprimoramentos na tecnologia e nas técnicas de produção são uma alternativa na tentativa de melhorar essa questão relacionada ao fator de recuperação em reservatórios de

gás em arenitos de baixa permeabilidade. A Figura 6.17, mostra um exemplo de um Campo de gás em reservatório de arenito de baixa permeabilidade nos EUA.



Figura 6.17: Perfuração de reservatório de arenito de baixa permeabilidade nos EUA. ( *Impacts of shale gas and shale oil extraction on environmental and on human health (2011)*- Photograph by EcoFlight, courtesy of SkyTruth –[www.skytruth.org](http://www.skytruth.org) ).

#### 6.5.6 Reservatórios em arenitos de baixa permeabilidade no Brasil

O aumento da produção de gás dos EUA devido ao desenvolvimento de gás natural não convencional vem causando uma revolução energética mundial em que o Brasil está incluso. Com este desenvolvimento os EUA possibilitam melhores condições para indústrias que consomem muita energia ou possuem gás como matéria-prima (Tavares, 2012).

Segundo estimativas da empresa *Gas Energy* com base em dados da Agência Internacional de Energia (IEA), o Brasil tem a quarta ou quinta maior reserva do mundo de gás não convencional, com um total de 17 trilhões de metros cúbicos de gás, sendo as bacias de Parecis, Parnaíba, Recôncavo, Acre, Paraná e São Francisco, as com maior potencial para produção deste tipo de gás. Apesar de ainda não possuir uma política industrial e nem uma resolução para disciplinar a metodologia utilizada para explorar este tipo de gás, no dia 28 de Novembro de 2013 foi realizada a 12ª rodada de licitações que ofertou 240 blocos em sete bacias sedimentares para exploração de gás convencional e não convencional. Segundo a diretora geral da ANP, Magda Chambriard (2013), esta rodada foi considerada como uma espécie de piloto em que as empresas coletarão conjunto de dados que serão repassados para a ANP.

Uma das principais bacias brasileiras com potencial para exploração de gás em arenitos de baixa permeabilidade é a bacia de Parnaíba (Fugita, 2002). Segundo o mesmo autor, o tipo de acumulação do gás está relacionado a uma bacia profunda em que a produção se dá em “pontos quentes”, locais com permeabilidades maiores do que o restante do reservatório. Na quarta rodada de licitações, o bloco BT-PN-1 localizado nesta bacia, foi leiloado apresentando um grande potencial para presença de gás em reservatório não-convencional de arenitos de baixa permeabilidade.

#### 6.5.7 Potenciais riscos na exploração em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade

Com o aumento na demanda por energia fóssil, a produção de gás por fontes não convencionais se tornou uma alternativa devido ao seu grande volume e ao seu potencial futuro, porém nos últimos anos existe um questionamento acerca dos impactos que este tipo de exploração pode causar ao meio ambiente (Naik, 2003).

A técnica de fraturamento hidráulico vem sendo muito criticada por ambientalistas que acreditam que esta poderia ser substituída por melhores práticas de perfuração e por maiores investimentos em pesquisa e em novas tecnologias de monitoramento e regulamentação. Dentre os riscos ambientais que se destacam na produção de hidrocarboneto neste tipo de reservatório são:

##### 6.5.7.1 Contaminação de águas subterrâneas

Uma das maiores preocupações em relação à técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade é que as fraturas ultrapassem os limites da região de interesse, atingindo aquíferos que seriam contaminados pelos componentes tóxicos presente na água e nos fluidos de perfuração (Santos & Coradesqui, 2013).

Geólogos afastam esse risco em casos de fraturamentos bem sucedidos, devido à existência de milhares de metros de rochas impermeáveis entre as regiões fraturadas e possíveis aquíferos.

Entretanto, o maior risco de contaminação de água potável está relacionado a falha no cimento ou revestimento do poço que permite a ligação direta entre o gás, os fluidos de fraturamento e água de formação com os aquíferos de água potável.

#### 6.5.7.2 Risco de explosões devido a pressão (*blow outs*)

O risco de explosões está relacionado à perfuração em zonas com altíssimas pressões. Uma das formas de evitar este risco é seguir as normas de segurança e melhores práticas, além de se ter um mapeamento total da área que será perfurada (Santos & Coradesqui, 2013).

#### 6.5.7.3 Risco de contaminação por águas de formação residuais e produtos químicos

Os fluidos utilizados no processo de fraturamento são compostos por produtos químicos que representam aproximadamente 1% de sua composição total (Suárez, 2012). Pesquisas estão sendo realizadas com o objetivo de aprimorar estes fluidos com objetivo de reduzir os riscos ambientais que seriam causados por uma possível contaminação.

Outra possível fonte de contaminação são as águas de formação que afloram na superfície através do poço. Estas por estarem acumuladas a milhões de anos em subsuperfície são ricas em sais e materiais radioativos sendo necessário um descarte apropriado. O destino mais utilizado é sua injeção em aquíferos salinos em subsuperfície, entretanto a melhor alternativa seria um tratamento para uma conseqüente reutilização em um fraturamento hidráulico futuro, porém esta técnica de tratamento ainda não está consolidada sendo necessários investimentos para o avanço desta tecnologia de tratamento (Santos & Coradesqui, 2013).

Segundo os mesmos autores, as águas de formação ficam armazenadas em tanques abertos, sujeitos a evaporação que causaria uma poluição do ar ou ao transbordamento que causaria uma poluição ao solo. A solução para este problema seria o armazenamento em tanques de metais fechados.

#### 6.5.7.4 Risco de Sismicidades

Outro risco que tem sido destacado ultimamente é o risco de terremotos de baixa magnitude devido à técnica de fraturamento hidráulico e a perfuração.

Em 2008 e 2009, a cidade de Fort Worth, no Texas, experimentou pequenos terremotos registrando 3,3 ou menos na escala Richter. A cidade nunca havia registrado um terremoto em sua história e alguns moradores se perguntaram se o recente aumento da atividade de perfuração local de poços de gás de folhelho poderia ser o responsável. Um estudo realizado por sismólogos não encontrou qualquer ligação conclusiva entre o

fraturamento hidráulico e estes tremores, mas indicou que a injeção de águas residuais provenientes das operações em poços de shale gas, que estavam sendo operados na vizinhança, pode ter causado a atividade sísmica (Santos & Coradesqui, 2013).

Portanto, em regiões onde ocorrem explorações de reservatórios não convencionais se faz necessário um monitoramento sísmico detalhado com objetivo de evitar estes tremores ou no caso de ocorrência, descobrir a sua causa.

#### 6.5.7.5 Emissão de poluentes no ar

A operação de perfuração consome grande quantidade de combustível que ao serem queimados emitem gás carbônico para a superfície. Além deste, pode ocorrer emissão de gás metano que escapa do poço durante a produção, o processamento ou no transporte do gás. (Lechtenbohmer, 2011).

Além destes citados, existem outros possíveis riscos como a mobilização de partículas radioativas em subsuperfície, impactos na biodiversidade da região explorada além da grande extensão de terra necessária para implementação dos poços (Lechtenbohmer, 2011).

## 7. Estudos de caso:

Como discutido anteriormente nos objetivos do projeto, para uma caracterização de reservatórios não convencionais de arenitos de baixa permeabilidade serão analisadas ocorrências de gás neste sistema de reservatórios em três diferentes bacias no mundo. A escolha destas bacias se baseou em características geológicas e econômicas de cada uma delas.

A primeira Bacia Sedimentar escolhida foi a Bacia de Ordos localizada na China, devido principalmente ao grande crescimento chinês no que diz respeito à consolidação como um grande mercado da indústria energética. Será analisado em especial o Campo de Gás de Sulige, o maior campo produtor de gás *onshore* do país.

A segunda Bacia estudada será a Bacia de Green River nos EUA. Esta bacia foi escolhida devido a um fator histórico, a principal acumulação de gás nesta ocorre no Grupo Mesaverde em que foram descobertos os primeiros reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade com acumulações de gás no mundo, como pôde ser visto no capítulo de histórico de exploração. O Campo de Gás de Wamsutter, um dos principais campos de gás existentes na Bacia de Green River, será o objeto de estudo.

A terceira Bacia Sedimentar escolhida foi a Bacia de Alberta que compõe junto com outras bacias e sub bacias a Grande Bacia Sedimentar do Oeste do Canadá. O reservatório de arenitos de baixa permeabilidade nesta bacia diferentemente das outras bacias estudadas apresenta uma forte influência tectônica que irá afetar diretamente nas zonas de ocorrência de gás.

### 7.1 Bacia de Ordos

A Bacia de Ordos é a segunda maior bacia sedimentar da China, cobrindo uma área de aproximadamente 370.000 km<sup>2</sup> na região centro-oeste do país. Esta bacia é caracterizada por um grande potencial e reservas consideráveis de hidrocarbonetos, possuindo diversos campos petrolíferos, sendo a quarta maior bacia chinesa em produção de recursos ligados ao petróleo com aproximadamente 11 trilhões de metros cúbicos de gás natural e 19 trilhões de m<sup>3</sup> de metano em camadas de carvão (Zou *et al.*, 2013).

A cobertura sedimentar da Bacia de Ordos apresenta sistemas deposicionais desde o período anterior ao Cambriano até o Quaternário com uma espessura total de aproximadamente 10.000 metros, sendo o principal período produtor de hidrocarboneto, os depósitos do Triássico Superior e Jurássico (Zou *et al.*, 2013).

Segundo o mesmo autor, a estratigrafia da Bacia durante este período pode ser dividida nas formações: Benxi do Carbonífero Superior, Taiyuan e Shanxi do Permiano Inferior e Shihezi do Permiano Médio. Esta seqüência é um set transicional de ambiente marinho para terrestre em que a rocha fonte pertence às formações Benxi, Taiyuan e Shanxi com presença de carvão.

A camada de gás comercial está distribuída principalmente nas formações Shihezi e Shanxi em que os reservatórios são compostos por arenitos quartzosos apresentando baixos valores de porosidade (8% - 10%) e permeabilidade (0,01 – 0,1 mD) (Zou and Tao, 2007; Yang et al., 2007; Fu et al., 2008).

O objeto de estudo deste trabalho, é a maior província de gás da Bacia de Ordos, o Campo de Gás de Sulige. Esta é caracterizada por baixos valores de permeabilidade, baixa pressão de formação e baixo teor de hidrocarboneto, não apresentando na maioria dos casos uma produção convencional, sendo necessários processos de estimulação.

### 7.1.1 Campo de Gás de Sulige

Segundo Zou *et al.*, (2013) a grande província de gás de Sulige está localizada na porção Noroeste da Bacia de Ordos, cortando duas importantes unidades estruturais: o talude Yishaan e o soerguimento Yimeng (Zou *et al.*, 2013). Descoberto em 26 de Agosto de 2000, este campo possui uma área potencial de 40.000 km<sup>2</sup> e 1.68 trilhões m<sup>3</sup> de reservas de provadas de gás, sendo o maior campo de gás *onshore* da China (China National Petroleum Corporation(CNPC), s.d; Figura 7.1).

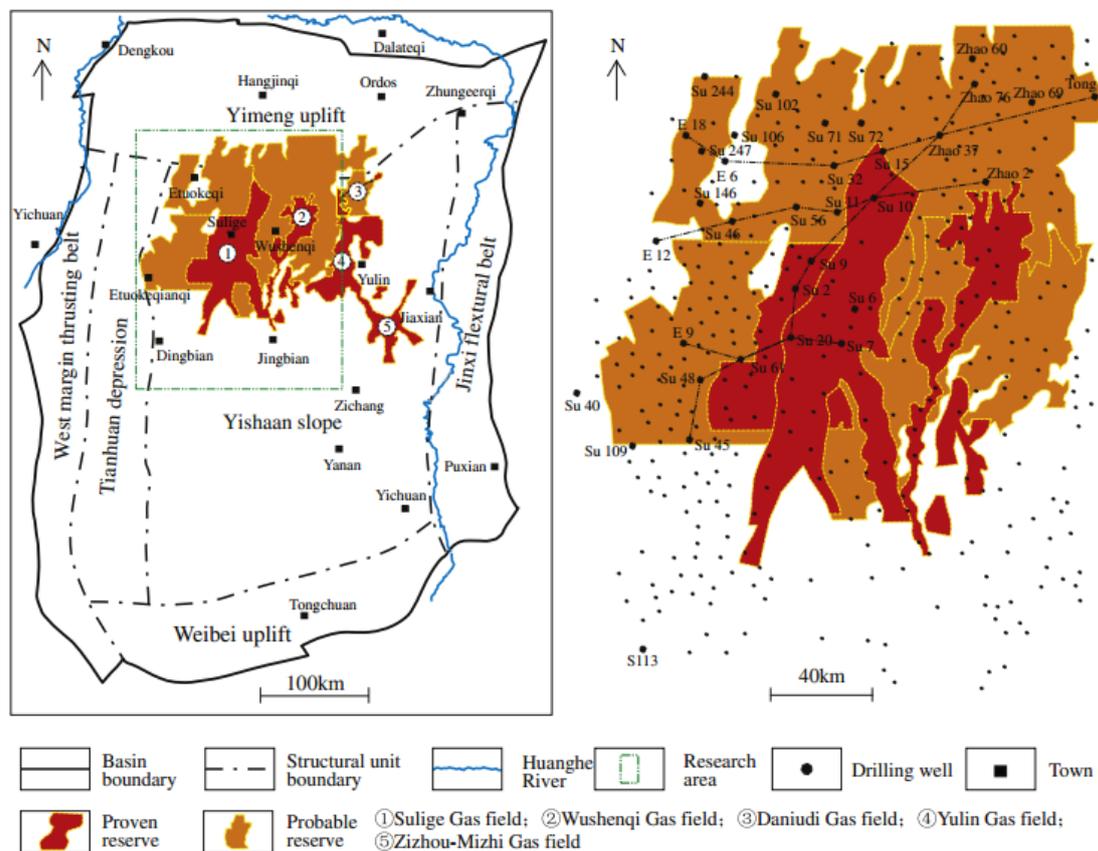


Figura 7.1: Divisão estrutural e distribuição dos campos de gás na Bacia de Ordos, na imagem à esquerda; e posicionamento dos poços e reservas de gás na Província de Sulige na imagem à direita (Adaptado de Zou *et al.*, 2013).

Sulige é um grande campo de gás característico de um reservatório arenítico com situações de acumulação desenvolvidas em formações clásticas do Paleozóico Superior. Neste Campo, a diagênese é bem pronunciada, sendo os principais fatores que contribuíram para a consolidação do reservatório: a compactação devido à alta profundidade de soterramento do sedimento e a cimentação de sílica e carbonática. Enquanto a dissolução foi o evento mais

importante para criação de um reservatório efetivo criando poros intergranulares que contribuem para a produção destas reservas (Zou *et al.*, 2013).

#### **7.1.1.1 Condições especiais para acumulação**

A Bacia de Ordos em que está incluso o campo de Sulige, possui quatro condições especiais para acumulação contínua em arenitos de baixa permeabilidade:

##### **1. Geração contínua de gás por uma rocha fonte madura e amplamente distribuída**

As camadas de carvão e folhelhos estão distribuídas uniformemente no Talude Yishaan, servindo como a rocha fonte principal para a bacia. Tomando como exemplo a área do campo de Sulige, as camadas de carvão das formações Shanxi e Taiyuan apresentam espessuras que variam de 6 a 15 metros com uma alta taxa de Carbono Orgânico Total (COT). O folhelho também é bem distribuído ao longo da bacia, com espessuras que chegam aos 50 metros e COT variando de 2% a 3% (Zou *et al.*, 2013).

O tempo e a duração do pico da geração de gás na área de Sulige variam de acordo com a profundidade de soterramento da rocha fonte. O soterramento é mais profundo nas partes centrais e ao sul onde a geração de gás possui um maior tempo de vida enquanto na porção ao norte, o soterramento é menor, apresentando uma geração de gás durante um menor período de tempo (Zou *et al.*, 2013). A formação Shanxi é a maior fornecedora de gás com uma intensidade de geração que ultrapassa os  $15 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ .

De acordo com Zou *et al.*, 2013, com o aumento da maturidade termal, a rocha fonte é capaz de gerar hidrocarboneto constantemente, desta forma, a geração e expulsão do hidrocarboneto é maior na Formação Shanxi em relação à formação Taiyuan (Figura 7.2).

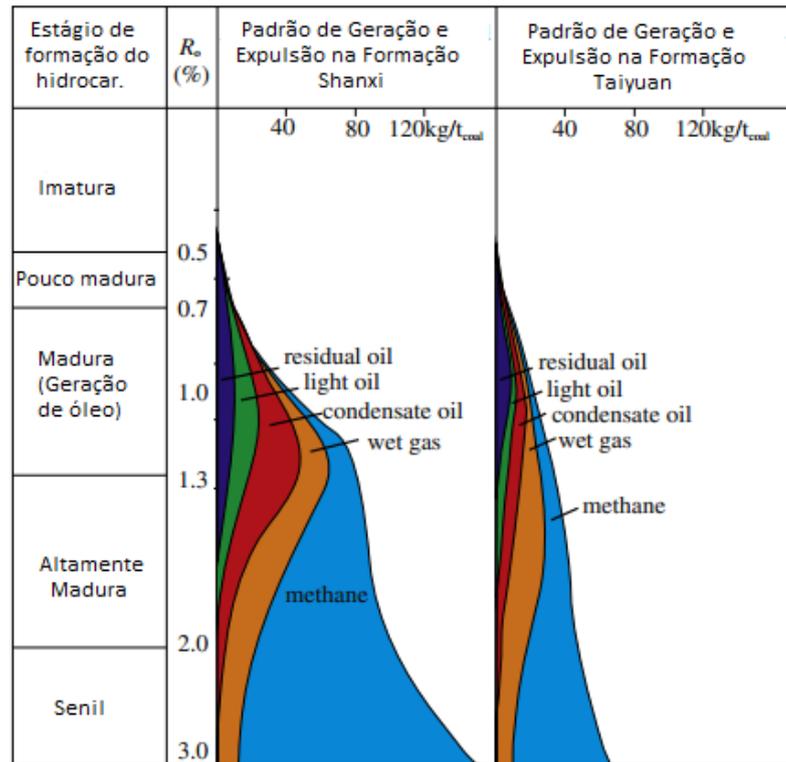


Figura 7.2: Correlação entre os padrões de geração e expulsão entre as rochas fontes da Formação Shanxi e a Formação Taiyuan (Adaptado de Zou *et al.*, 2013).

## 2. Reservatórios não convencionais de arenitos de baixa permeabilidade com ampla sobreposição

As formações Shanxi e Shihezi do Permiano Inferior constituem um set típico de reservatórios não convencionais de arenitos de baixa permeabilidade com ampla sobreposição (Zou *et al.*, 2013). Observando-se as colunas verticais na figura 7.3, os arenitos depositados sob um sistema fluvial apresentam espessuras que variam de 30 a 100 metros e uma razão areia/argila maior do que 60%. Estes reservatórios estendem-se por até 200 km na direção Norte – Sul da bacia, fornecendo um grande potencial para amplos reservatórios de gás. A figura 7.3 apresenta uma seção que corta diversos poços, sentido *E-W*, com acumulações de gás proporcionadas por essa configuração de arenitos sobrepostos.

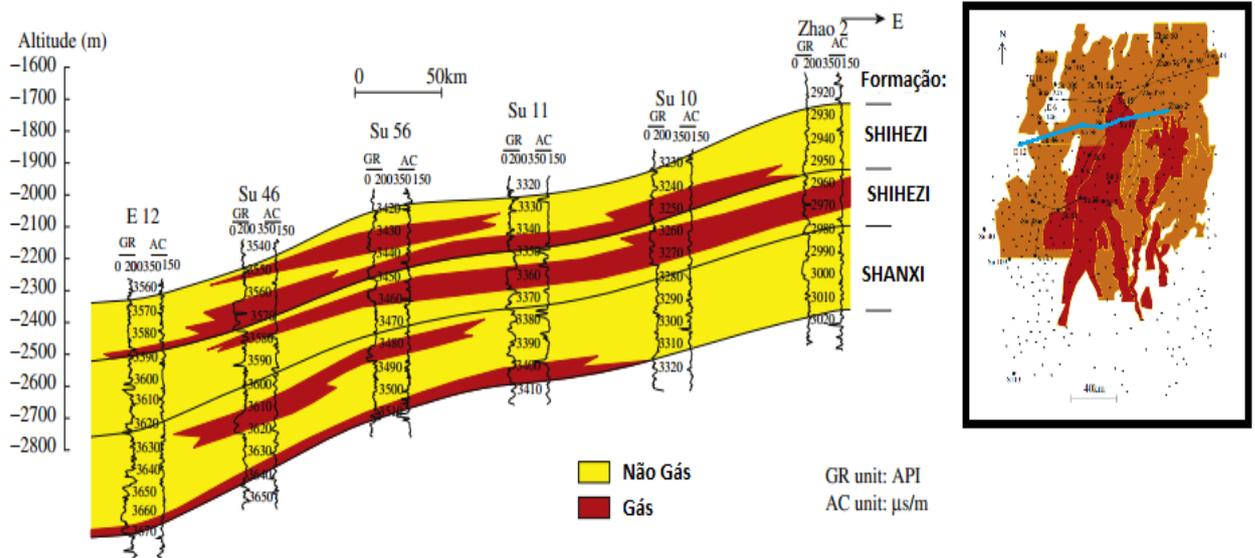


Figura 7.3: Distribuição Natural de Gás em uma seção entre o Poço E-12 e o Poço Zhao-2 (em azul na imagem à direita), na Província de Sulige (Adaptado de Zou et al., 2013).

### 3. Desenvolvimento de uma acumulação de gás sobre um talude com limites de difícil de distinção

O talude Yishaan localizado na parte central da bacia de Ordos é uma estrutura com mergulho para Oeste. A sua trapa estrutural não é desenvolvida devido a um fraco regime compressional, sendo a acumulação contínua de gás não convencional controlado pela litologia, pelas litofácies e pelas fácies diagenéticas. A trapa é caracterizada por limites de difícil distinção, um contato gás-água complicado, um sistema de pressão anormal, e grandes variações na saturação do gás. Além disso, apresenta fluxo Darcy e não-Darcy, com limitados gradientes de pressão inicial e flutuabilidade.

### 4. Acumulação Dinâmica na Província de Sulige

A acumulação dinâmica na província de Sulige pode ser dividida em três estágios mais importantes:

O primeiro é o estágio principal de consolidação em que ocorreu a geração de pequeno volume de hidrocarboneto líquido e gás condensado em situações de sobrepessão, além da ocorrência de dois momentos de dissolução em que o reservatório foi cimentado. Este primeiro estágio se deu do Triássico Médio ao Cretáceo Inferior em profundidades de

soterramento que variavam de 2000 a 3500 metros, temperaturas de 90 a 160°C e valores de Reflectância de vitrinita de 0,5% a 1,3%.

O segundo estágio corresponde ao principal estágio de geração de gás natural. Este ficou marcado pela ocorrência de migrações de curta distância de gás e pelo desenvolvimento em larga escala de reservatórios de gás nos membros He8 e Shan1 pertencentes às formações Shihezi e Shanxi respectivamente. Este estágio ocorreu do início do Cretáceo Inferior ao início do Cretáceo Superior, com profundidades de soterramento que alcançaram os 4500 metros, temperaturas que variaram de 160 a 200°C e valores Reflectância de vitrinita de 1,3% a 2,5%.

O terceiro e último estágio foi uma fase de ajuste tardio no Cretáceo Superior, em que as estruturas foram soerguidas, ocorrendo o declínio da pressão e as acumulações de gás assumiram a forma atual.

#### 7.1.1.2 Produção no Campo de Sulige

O Campo de Sulige apresenta dois membros principais para a produção de gás, o Shan1 e o He8, que apresentam baixos valores de porosidade e permeabilidade sendo necessária a utilização da técnica de fraturamento hidráulico para uma produção nesta área. O membro He8 localizado a uma profundidade de aproximadamente 3550 metros, com aproximadamente 15 metros de espessura é o principal alvo para a produção, enquanto o membro Shan1 aproximadamente 50 metros mais profundo apresenta intercalações com camadas de folhelho (Fan *et al.*, 2013).

O principal método de produção utilizado é o de poços direcionais. Atualmente, em cada cabeça de poço existem nove poços direcionais com alcance de até 1,5 Km, em que o processo de fraturamento de todos os poços ocorre de forma seqüencial garantindo uma maior eficiência e facilidade na operação (Fan *et al.*, 2013)..

Segundo Fan *et al.*, (2013), além dos poços direcionais existentes no Campo de Sulige, poços horizontais vêm sendo implementados com o objetivo de analisar os possíveis ganhos econômicos e operacionais com sua utilização. Os primeiros poços horizontais testados foram desenvolvidos para atingir extensões de até 1000 metros lateralmente, visando principalmente o reservatório pertencente ao Membro He8.

Com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e a produção, o método de complementação utilizado para os poços horizontais foi o fraturamento multi-estágio, que permite o desenvolvimento de um fraturamento em diferentes camadas simultaneamente,

proporcionando a comunicação entre reservatórios verticais, o aumento na espessura da taxa pay/gross, além de minimizar os danos ao reservatório (Fan *et al.*,2013; Figura 7.4)

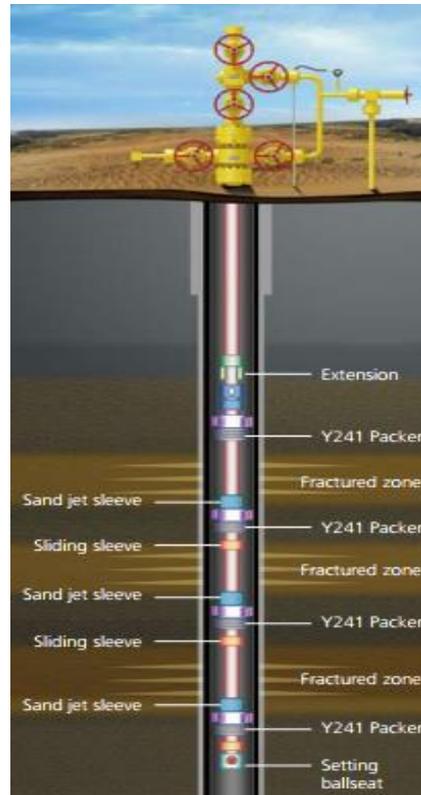


Figura 7.4: Esquema do Fraturamento multi-estágio na Província de Gás de Sulige (Tight Gas Reservoirs from CNPC, s.d.)

### 7.1.1.3 Desenvolvimento de técnicas

Devido às complicadas condições geológicas encontradas na região e baixa qualidade dos recursos, o Campo de Gás de Sulige buscou inovações técnicas e soluções de baixo custo para o desenvolvimento econômico e efetivo. Segundo a CNPC (s.d.), atualmente algumas técnicas ligadas ao poço são utilizadas na produção do Campo de Sulige, dentre as principais estão:

- Otimização da localização do poço: A disponibilidade de dados sísmicos e grandes análises geológicas permitem o selecionamento de zonas relativamente ricas para localização de poços. Devido a este fato, a necessidade da construção de muitos poços tem diminuído, sendo utilizado o controle e a produção de reservas por um poço único (CNPC, s.d.).

- Perfuração mais rápida: A taxa de perfuração é aumentada, reduzindo-a de 35 dias para 14 dias e o custo em mais de um terço através da utilização de uma nova tecnologia, juntamente com a otimização da estrutura do poço (CNPc, s.d.).

- Concatenação entre poços: Esta tecnologia substitui a convencional de utilizar um duto simples para transportar o gás de poços individuais para uma estação de coleta de gás. Neste novo método são utilizados troncos de coleta para concatenar poços individuais adjacentes e conduzir o gás para a estação de coleta, simplificando e otimizando a produção através da criação de um sistema de dutos. Esta tecnologia reduziu o investimento em dutos de poços individuais em 32% (CNPc, s.d.; Figura 7.5).

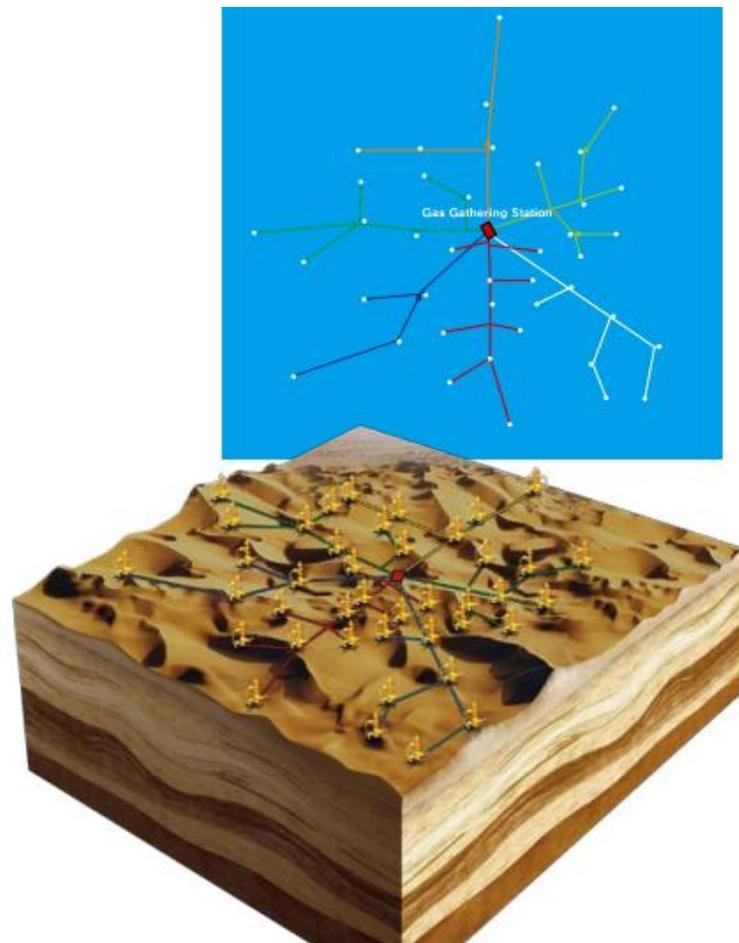


Figura 7.5: Esquema mostrando o sistema de concatenação de dutos (Tight Gas Reservoirs from CNPC, s.d.)

- Controle Remoto: O controle remoto permite o estabelecimento de comunicação entre poços individuais e estações de coleta de gás através de uma ponte wireless, enviando dados da produção de gás pelo poço para o centro de controle em tempo real. Esta técnica garante o aumento na eficiência do gerenciamento assegurando uma produção segura e estável e reduzindo os custos operacionais no Campo de Sulige (CNPc, s.d.).

## 7.2 Bacia de Green River

A Grande Bacia de Green River e suas diversas sub-bacias e arcos compreendem uma bacia de antepaís localizada a oeste do Cinturão Orogênico Sevier de idade Cretácea, atualmente marcada pelo Utah-Wyoming *Overthrust*. Esta bacia de antepaís sofreu uma alteração estrutural em um momento posterior devido à atividade tectônica do Orógeno Laramide, responsável também pela formação das Montanhas Wind River, Montanhas Uinta, o Soerguimento Rock Springs e pelo Soerguimento Rawlins. Estes elementos estruturais são os limites da sub-bacia Green River Leste, funcionando como o controle estrutural para o sistema petrolífero Mesaverde (Mcclain & Norris, 2006; Figura 7.6).

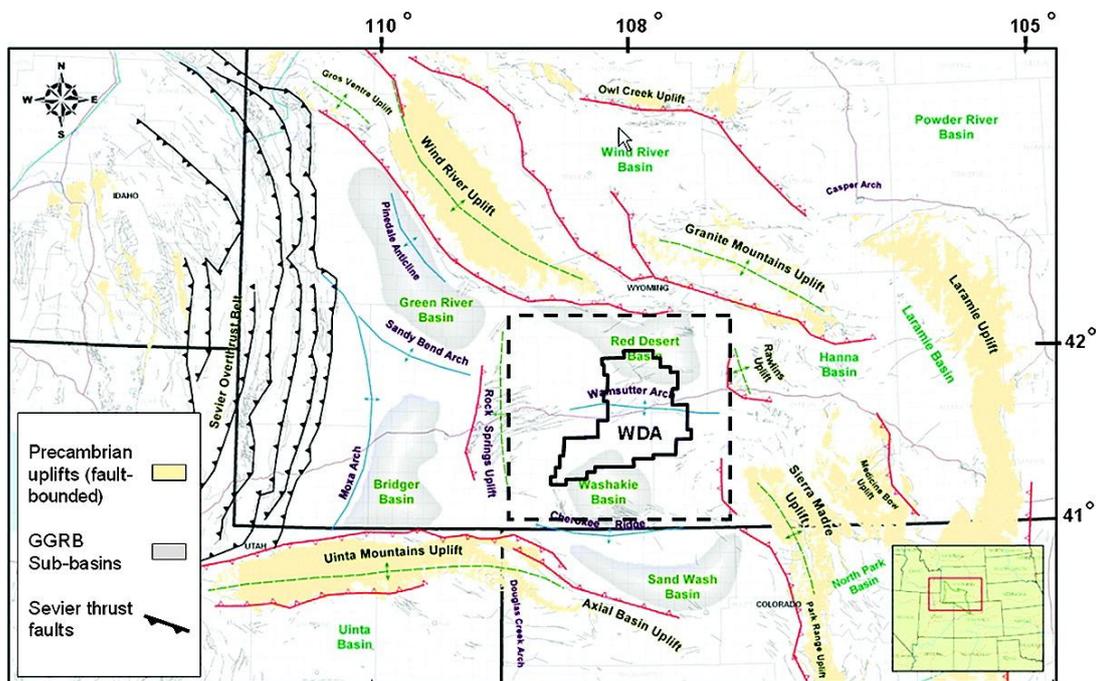


Figura 7.6: Divisão estrutural e localização do Campo de Wamsutter na Bacia de Green River (Tobin et al, 2010).

Os maiores volumes de gás e as maiores pressões da bacia são gerados nas porções mais profundas desta devido ao gás aumentar de forma exponencial com o aumento da temperatura e da profundidade. As rochas mais profundas, entre 4600 e 6100 metros representam uma das regiões da bacia com maior produção devido às seguintes razões:

- 1) Altas pressões resultam em maiores quantidades de gás no espaço disponível nos poros;
- 2) Quantidades suficiente de gás foram geradas nestas profundidades para que preenchessem todo espaço nos poros disponível nos reservatórios do Sistema Petrolífero Mesaverde, além

de reduzir a saturação de água, apresentando uma maior produção que em reservatórios mais rasos em que a questão da saturação de água é um grande problema;

3) Maiores pressões poro-fluido facilitam a ocorrência do fraturamento natural nas rochas, aumentando a performance do reservatório (McPeck, 1981).

### 7.2.1 Campo de Gás de Wamsutter

O grande Campo de Wamsutter um dos principais campos produtores de gás da Bacia Green River está localizado em sua porção leste, possuindo uma área produtiva de cerca de 5000 Km<sup>2</sup>, que com a contínua exploração e produção tende a aumentar. Esta compreende uma área de grande produção de gás que se estende pelo Arco Wamsutter e possui uma distancia considerável para as sub-bacias do norte (Deserto Vermelho) e do sul (Bacias Washakie) (Mcclain & Norris, 2006).

Os arenitos de baixa permeabilidade da Formação Almond do Cretáceo, situada no Grupo Mesaverde, e os arenitos turbidíticos da Formação Lewis são os principais alvos do desenvolvimento não convencional em arenitos de baixa permeabilidade do Campo de Wamsutter (Mcclain & Norris, 2006). Segundo os mesmos autores, a deposição do reservatório arenítico ocorreu ao longo do limite oeste do Mar Interior do Oeste durante o Cretáceo e representou uma mudança de um ambiente de sistema fluvial para um ambiente marinho raso (Formação Almond), incluindo os depósitos de areias submarinas sobrejacentes, depositados durante um momento de transgressão do mar em que a Formação Lewis sobrepôs os depósitos do Grupo Mesaverde. O espesso pacote de folhelho da Formação Lewis funciona como o selo para a produção da Formação Almond e para a região de sobre pressão da Bacia Green River Leste (Figura 7.7).

A Formação Almond compreende depósitos de arenitos, siltitos, folhelhos carbonáticos e carvão, apresentando uma espessura média de aproximadamente 120 metros. Esta seqüência proporciona cerca de 85% da taxa bruta produzida do Campo pela *British Petroleum* que atualmente é a principal operadora produzindo neste Campo (Mcclain & Norris, 2006; Figura 7.8). A formação Lewis é uma espessa camada de folhelho marinho, alcançando aproximadamente 600 metros na parte produtiva do Campo de Wamsutter (USGS, *Petroleum Systems of SW Wyoming*, 2005). A maior parte desta formação é de folhelhos, porém corpos discretos de areias de até centenas de metros podem ocorrer entre eles.

Em zonas produtivas nesta Formação, os arenitos não ultrapassam dezenas de metros, representando cerca de 15% da taxa bruta de produção. As principais rochas fontes do gás

produzido em Wamsutter são os carvões e folhelhos carbonáticos (Querogênio Tipo III) presentes nos reservatórios Almond, porém em algumas situações ocorrem contribuições dos folhelhos de camadas inferiores (Querogênio tipo II e III) como a Baxter e a Steele que são característicos de folhelhos depositados em ambiente terrestre (Mcclain & Norris, 2006).

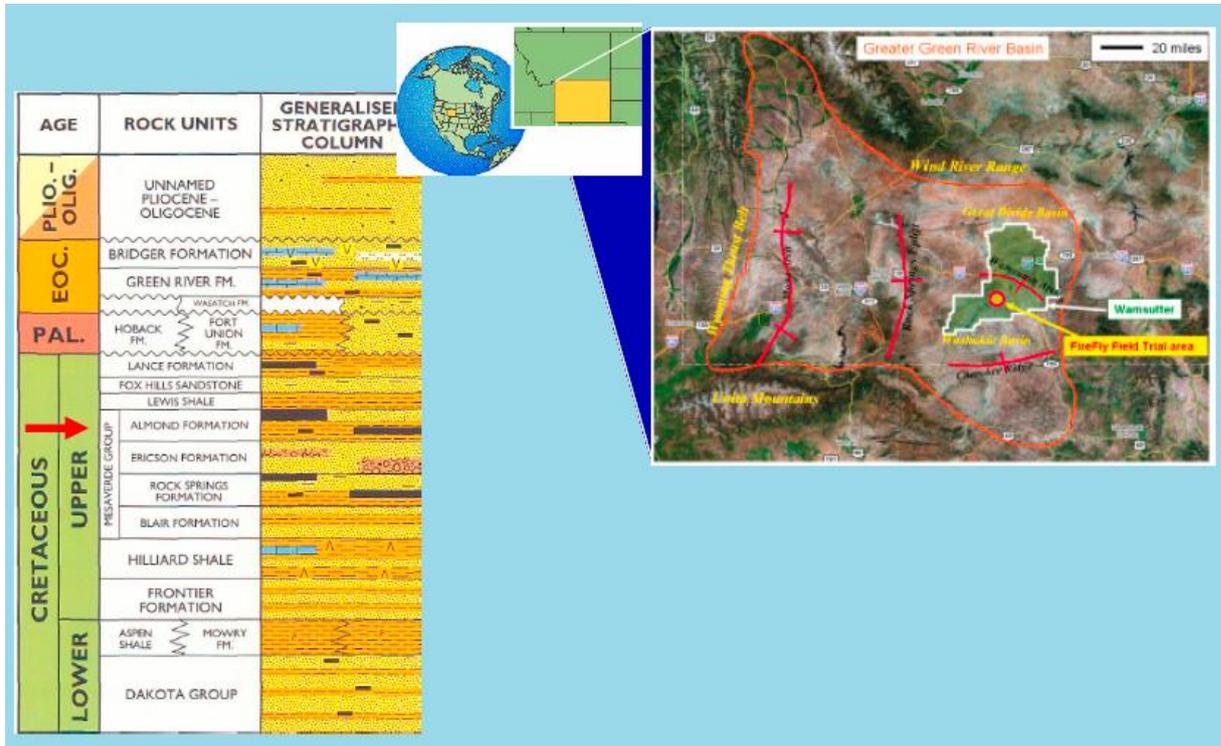


Figura 7.7: Coluna estratigráfica da Bacia de Green River (à esquerda) e localização geográfica da Bacia Green River e do Campo de Wamsutter (à direita) (Adaptado de Geetan et.al, 2011)



Figura 7.8 : Campo de Wamsutter em produção pela British Petroleum ( Unconventional gas and hydraulic fracturing Issue briefing from BP,s.d.)

Modelos indicam que a Formação Almond foi inicialmente carregada por petróleo, em um momento em que o reservatório apresentava altos valores de porosidade e permeabilidade, apresentando características de reservatório convencional. O preenchimento por gás ocorreu em um momento posterior com a redução destes valores de porosidade e permeabilidade devido a uma alta e contínua taxa de deposição de quartzo, liberando grande parte do petróleo líquido encontrado neste sistema petrolífero (Tobin *et al.*, 2010).

#### 7.2.1.1 Características do Reservatório

Um mapeamento dos intervalos do reservatório no Campo de Wamsutter indica que o mecanismo de trapeamento neste é predominantemente estratigráfico, apesar de em termos regionais ser visível à ocorrência de um componente estrutural responsável pelo direcionamento na migração do hidrocarboneto para determinada região.

No Campo de Wamsutter, a produção líquida para um estrato de aproximadamente 120 metros com valores de porosidade máximos de 7%, tipicamente varia de 5 a 53 metros, sendo a produção líquida média do Campo de aproximadamente 15 metros. Os valores de porosidade variam de 2 a 14% nos reservatórios de alta qualidade, enquanto os valores de permeabilidade são característicos de arenitos de baixa permeabilidade, variando de 0.0001 a 0.5 mD (Mcclain & Norris, 2006). Estes baixos valores de porosidade e permeabilidade são resultados de uma avançada diagênese sofrida pelo reservatório com significante compactação química e mecânica, precipitação de cimentos carbonáticos e argilas autigênicas, além de uma cimentação quartzosa com o soterramento profundo (Tobin *et al.*, 2010). Devido a estes fatores que levam aos baixos valores de porosidade e permeabilidade, se faz necessário o processo de fraturamento hidráulico para se obter quantidades comerciais de gás neste Campo.

Com a necessidade de um contínuo aprimoramento na descrição do reservatório devido principalmente as heterogeneidades dos arenitos produtivos o espaçamento entre os poços está diminuindo com o tempo.

#### 7.2.1.2 Produção no Campo de Wamsutter

No início da exploração no Campo de Wamsutter, o modelo de produção do gás natural era similar ao utilizado para uma produção de gás convencional, com 8 poços individuais por uma milha quadrada (2.6 km<sup>2</sup>) (Figura 7.9). Porém, este arranjo estava saindo

muito caro devido à necessidade de construção de estradas para os poços além da necessidade de dutos, tanques e infraestrutura para cada poço individualmente (*The Oil Drum*, 2008) .

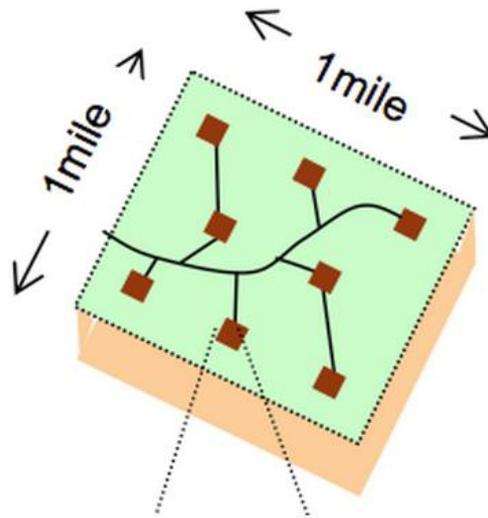


Figura 7.9: Configuração de poços antes de 2005 (*The Oil Drum*, 2008. Disponível em: <http://www.theoil Drum.com/node/4072>).

Em 2005, a *British Petroleum* decidiu implementar um modelo próprio, de modo a facilitar a produtividade neste depósito de arenitos de baixa permeabilidade em que a principal mudança foi o espaçamento entre os poços. A partir deste momento, ao invés de possuir oito poços individuais dentro de uma área de 2.6 km<sup>2</sup>, passam a existir oito poços direcionais localizados na mesma cabeça de poço, que com o rearranjo dos dutos cobrem a mesma área coberta anteriormente (*The Oil Drum*, 2008).

Este novo método da utilização de poços direcionais proporcionou um aumento no fator de recuperação do gás em 40% e uma redução de aproximadamente 50% dos custos com a infra-estrutura e serviços. Os principais fatores para esta redução foram:

- Redução da área em superfície afetada;
- Necessidade da construção de menos rodovias para transporte das sondas e equipamentos utilizados na perfuração (responsabilidade exclusiva da empresa operadora do Campo);
- As sondas pagas baseadas na quantidade de dias alugados, não necessitavam mais ser desmontadas, transportadas e montadas novamente entre um poço e outro, aumentando a velocidade da produção e diminuindo o número de diárias pagas.

### 7.2.1.3 Novas tecnologias utilizadas

Novas tecnologias estão sendo utilizadas no Campo de Wamsutter com o objetivo de reduzir os custos e aumentar a produtividade, dentre elas estão:

- Monitoramento remoto: Permite a transmissão de informações relevantes eletronicamente, reduzindo a necessidade da checagem de cada poço por um funcionário regularmente (Figura 7.10).

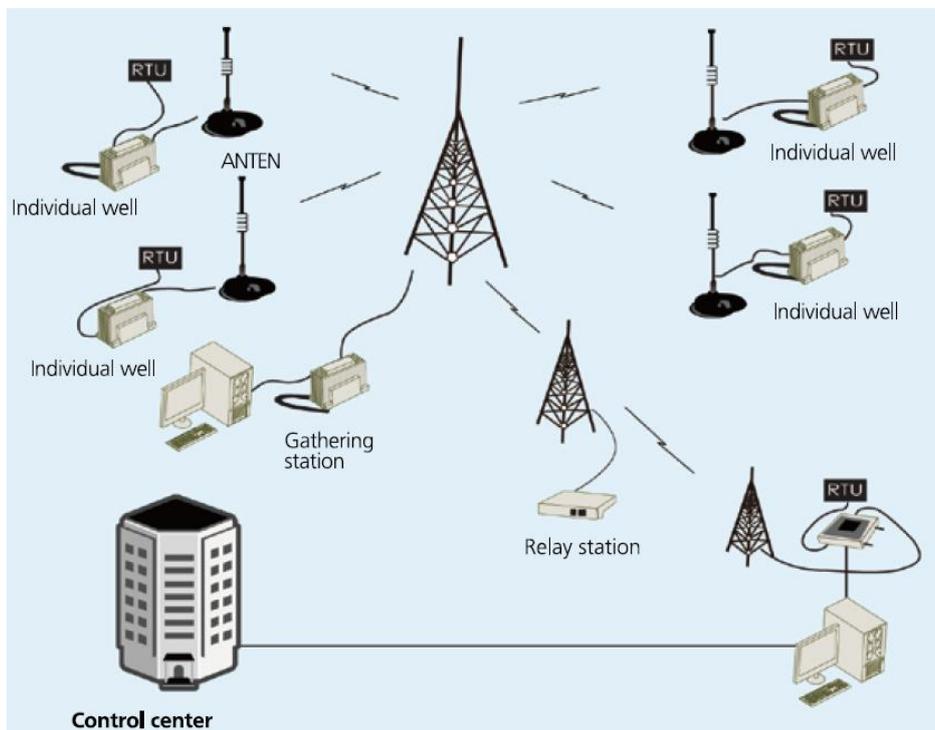


Figura 7.10: Equipamentos envolvidos na técnica de Monitoramento Remoto (Tight Gas Reservoirs from CNPC, s.d.)

- Eletrificação dos poços: Permite produzir energia elétrica necessária para transmitir informações para o escritório e para separar o gás natural da água produzida, através da utilização um grande grupo de painéis solares em conjunto com baterias.

- Poços Horizontais: Permitem um maior fator de recuperação em formações contínuas. Alguns poços horizontais testes estão sendo realizados pela BP no Campo de Wamsutter com o objetivo de avaliar sua viabilidade econômica, comparada com o método de poços direcionais utilizado.

### 7.3 Bacia Profunda de Alberta

A Bacia Profunda de Alberta juntamente com a Bacia de Williston compreendem as principais bacias sedimentares que compõem a Grande Bacia Sedimentar do Oeste do Canadá. Localizada a noroeste do Arco Bow Island e se estendendo a norte até o Alto Tathlina (Wright *et al.*, s.d.; Figura 7.11).

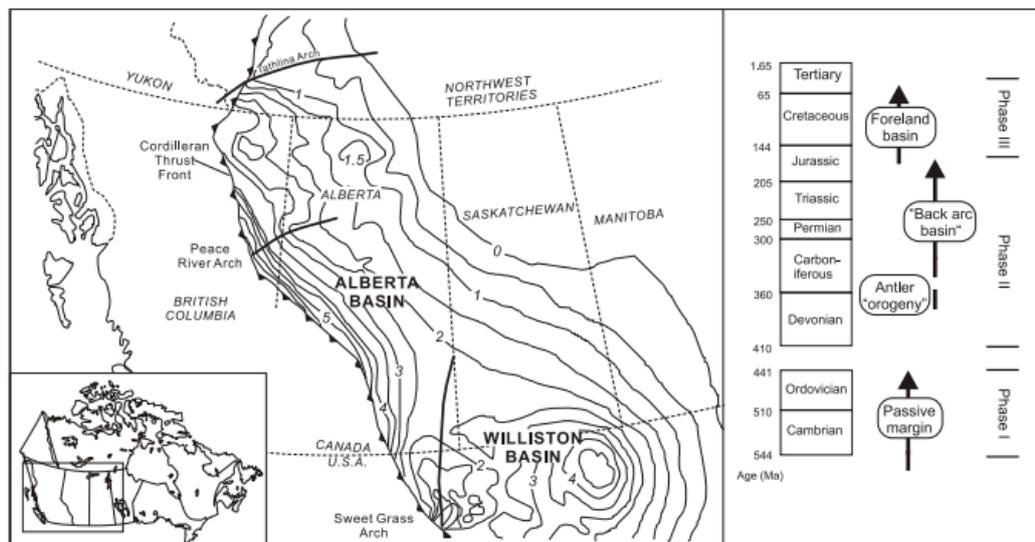


Figura 7.11 : Mapa com as principais Bacias Sedimentares que compõem a Grande Bacia Sedimentar do Oeste do Canadá (Ross.G.M & Eaton D.W, 1999).

O presente trabalho tem como principal local de interesse o limite noroeste da Bacia de Alberta, na região de divisa com a Bacia de *British Columbia*. Nesta região são encontrados os depósitos pertencentes à Formação Monteith do Jurássico Superior e Cretáceo Inferior, que representa um dos plays da Bacia Profunda de Alberta (Masters, 1979; Miles *et al.*, 2012) (Figura 7.12). Essa Formação é conformante com a Formação Fernie, mais antiga e a Formação Cadomin, mais nova (Stott, 1998; Poulton *et al.*, 1990; 1994).

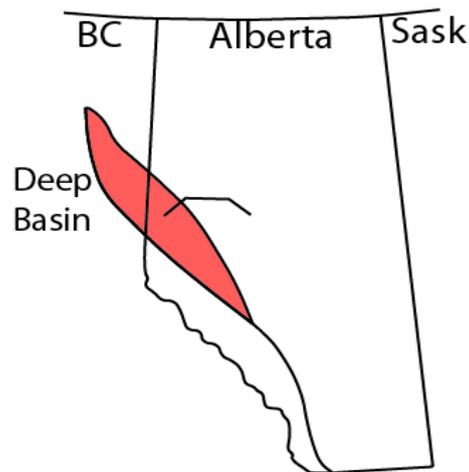


Figura 7.12: Localização geográfica da região de interesse (Masters, 1979).

### 7.3.1 Formação Monteith

A Formação Monteith está associada a reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade de origem fluvial com aproximadamente 150 metros de espessura e extensão lateral de aproximadamente 10 quilômetros. Seu reservatório é caracterizado por cimentação de sílica, alto grau de compactação, resultando em um pobre histórico de produção (Solano *et al.*, 2010; Miles *et al.*, 2012). Com os recentes avanços nas tecnologias de perfuração e complementação como poços horizontais e fraturamento hidráulico multi-estágio, ocorreu um aumento na produção na região próxima as fraturas naturais dos Sopés das Montanhas Rochosas Canadenses (Miles *et al.*, 2012). Apesar de existir um grande potencial de gás natural para as regiões adjacentes, pouco se conhece sobre a sedimentologia e arquitetura estratigráfica, fatores que podem influenciar fortemente a produção em sistemas de arenitos de baixa permeabilidade (e.g. Jonah Field; Shanley, 2004).

Miles *et al.*, (2012) propuseram uma subdivisão informal para a Formação Monteith em que esta ficou dividida em Monteith C, Monteith B e Monteith A, da base para o topo respectivamente (Figura 7.13). A Formação Monteith foi depositada durante um curto período de tempo em uma bacia do tipo antepaís com rápida subsidência (Poulton *et al.*, 1990; Currie, 1997; Stott, 1998; Miles *et al.*, 2012). Neste momento, a bacia possuía uma orientação Sudeste – Noroeste, paralelamente ao desenvolvimento de um orógeno na sua parte oeste (Poulton *et al.*, 1994; Evenchick *et al.*, 2007). Segundo Zambrano *et al.*, (2013), os depósitos desta Formação são considerados uma seqüência progradacional com passagem de um ambiente marinho raso (Monteith C), para planícies costeiras (Monteith B) e depósitos fluviais (Monteith A). Muitas vezes estes depósitos se desenvolvem em direção aos sopés

das Montanhas Rochosas Canadenses localizadas na região sudoeste da região estudada (Kukulski, 2013).

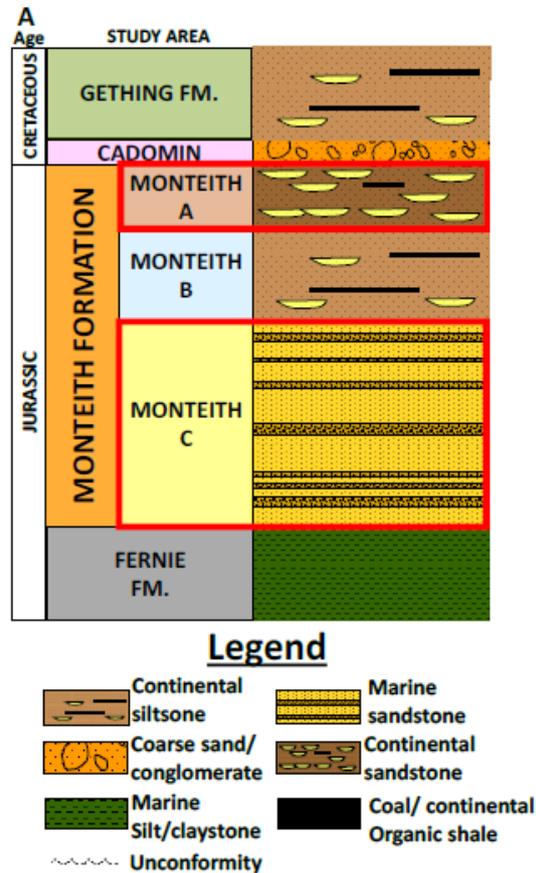


Figura 7.13: Carta estratigráfica da Bacia Profunda de Alberta com as formações Monteith A e C em destaque (Zambrano *et al.*, 2013)

A Formação Monteith A é interpretada como um extenso leque fluvial (cf. Gupta 1997; Weissmann *et al.*, 2010; Hartley *et al.*, 2010; Kukulski *et al.*, in press) que transportou sedimentos de uma bacia de drenagem com mais de 100.000 km<sup>2</sup>, do orógeno em desenvolvimento em direção a um sistema de rio axial (Raines *et al.*, in press; Kukulski *et al.*, in press).

A formação Monteith possui os reservatórios siliciclásticos mais profundos de interesse da Bacia de Alberta (Masters, 1979; Solano *et al.*, 2010; Boettcher *et al.*, 2010; Miles *et al.*, 2012). Como resultado do soterramento e associada degradação da permeabilidade, o estrato foi historicamente tratado como alvo de interesse secundário ou terciário. Desde 2004, com os avanços nas tecnologias, as taxas de produção tiveram um aumento e a formação Monteith A se tornou um alvo primário. A produção nesta formação se dá majoritariamente por unidades que resultam em complexas taxas de produção. Em muitos

poços o desenvolvimento na Monteith A não foi completado devido à pobre qualidade do reservatório. Poços com produção exclusiva da Monteith A na região dos Sopés das Montanhas Rochosas estão associados com aumento de permeabilidade devido à existência de fraturas naturais, em que a produção se deu por poços verticais, direcionais e horizontais (Boettcher *et al.*, 2010; Miles *et al.*, 2012). À leste dos Sopés, os poços horizontais apresentaram maiores taxas de produção do que os verticais, este fato ocorre provavelmente devido a variedade lateral dos canais de arenito apresentarem uma forte influência na produção.

#### 7.3.1.1 Fatores que controlam a produção

A produção na Monteith A é controlada por diversos fatores que incluem: os fatores estruturais e conseqüente aumento da permeabilidade devido às fraturas geradas; os fatores estratigráficos e distribuição de arenitos; desenvolvimento de *sweet spots* relacionados ao aumento da porosidade primária e secundária; permeabilidade relativa do fluido (gás ou água); pressão anormal; além da proximidade com a rocha geradora (H,I; Law, 2002; Shanley, 2004; Meckel and Thomasson, 2008). A partir de diversos estudos, Kukulski *et al.*, (2013), definiu cinco regiões baseadas em suas taxas de produção, distribuição dos sedimentos e ocorrência de *sweet spots* através do valor da taxa net-to-gross, que são valores utilizados para calcular a conectividade dos canais em duas e três dimensões (Allen, 1978; Bridge and Tye, 2000; Larue and Hovadik, 2006). Maiores valores de net-to-gross estão associados com maiores espessuras de canais amalgamados verticalmente e horizontalmente.

A primeira região são os Sopés das Montanhas Rochosas com alta taxa net-to-Gross, caracterizada por net to Gross >0.60 em pelo menos uma parte de cada depósito de canal amalgamado. Este valor indica que os canais são considerados amalgamados verticalmente e horizontalmente (Kukulski *et al.*, 2013). Esta área é caracterizada também por possuir estruturas paralelas aos sopés com direção NO-SE, onde é comum o preenchimento de fraturas por sílica (Miles *et al.*, 2012). A produção de gás nesta região é controlada pela combinação de depósitos de canais espessos que são amalgamados lateralmente com a grande quantidade de fraturas naturais que conectam os *sweet spots*.

As planícies com alta taxa net-to-gross da Formação Monteith A inferior, compreendem a segunda região. Os arenitos nesta região possuem geralmente espessuras maiores que 20 m, diminuindo em direção nordeste. Neste estrato fraturas naturais são raras, ocorrendo a predominância de produção por poços horizontais multi-estágio, indicando que a

distribuição de arenito e variações de permeabilidade controlam a produção (Kukulski *et al.*, 2013).

A terceira região, os Sopés das Montanhas Rochosas com baixa taxa net to Gross é caracterizada por net-to-gross menor que 0.60 na unidade inferior e menor que 0.40 nas superiores, em que a arquitetura de depósitos de canais é predominantemente de canais não amalgamados (Kukulski *et al.*, 2013). Segundo o mesmo autor, nesta região ocorrem fraturas, porém a produção sugere que a presença de arenitos amalgamados é crucial para a produção da Monteith A, logo a produção nesta ocorre apenas se canais amalgamados se encontrarem coincidentes com as estruturas rúpteis.

A quarta região é compreendida pelas Planícies com baixa taxa net to Gross. Esta é caracterizada por depósitos fluviais não amalgamados além, de não possuir fraturas naturais. Devido a estas características, apresenta baixas taxas de produção (Kukulski *et al.*, 2013).

A quinta e última região é caracterizada por alta taxa net to gross e soterramento profundo (2400 a 2500m). Apesar de apresentar canais amalgamados a produção fica comprometida devido à alta taxa de soterramento, que degrada a qualidade do hidrocarboneto devido a alta compactação e cimentação, ou por este apresentar propriedades mecânicas inadequadas para utilização do processo de fraturamento hidráulico (Shanley, 2004). Somente ocorrerá produção nesta região caso ocorra *sweet spots* associados a fraturas (Kukulski *et al.*, 2013).

As regiões de Sopés das Montanhas Rochosas e Planícies com alta taxa net to Gross são as regiões com o maior potencial para exploração de gás. As maiores taxas de produção dentre as regiões é a de Sopés devido a sua arquitetura de depósitos de canais amalgamados e a presença de fraturas naturais e falhas estruturais (Kukulski *et al.*, 2013). Todos os poços implantados nesta região (verticais, direcionais e horizontais) obtiveram sucesso, indicando que poços verticais são o suficiente para esta, diminuindo o custo extra com poços horizontais. Nas Planícies, os poços horizontais apresentam maior sucesso em relação aos verticais, devido a esta ser caracterizada por arquitetura de canais amalgamados com pouca presença de fraturas. Resultados obtidos nesta região e produção adicional por diversos reservatórios simultaneamente indica que a Monteith A é um importante alvo para garantir uma futura exploração de gás na Bacia Profunda de Alberta (Kukulski *et al.*, 2013).

Atualmente quatro poços produzem exclusivamente da Formação Monteith, sendo dois poços na Formação Monteith A e dois na Formação Monteith C. Na Bacia também possuem outros 75 poços que utilizam uma produção em diversos reservatórios simultaneamente, que envolvem reservatórios da Formação Monteith.

## **8. Discussão**

O reservatório não convencional em arenitos de baixa permeabilidade assim como os demais reservatórios não convencionais tem recebido uma maior atenção recentemente devido à necessidade de suprir a demanda energética mundial que já supera a produção. Desta forma, desde 2004 novas tecnologias como o fraturamento hidráulico e a perfuração direcional vêm sendo desenvolvidas com o objetivo de tornar a produção nestes reservatórios economicamente viável, fato que não ocorria anteriormente em que estes não eram considerados economicamente atrativos.

Muitos países aumentaram seus investimentos para produção de hidrocarbonetos provenientes deste tipo de reservatório, dentre estes está o Brasil. Apesar de possuir uma das maiores reservas estimadas de reservatórios não convencionais, o Brasil se encontra em um momento inicial de exploração e produção, até mesmo com ausência de uma resolução disciplinar, fato que torna polêmica a produção nas bacias brasileiras devido aos possíveis riscos ambientais associados a exploração desta fonte de energia. Entretanto, no final de 2013 foi realizada a 12ª Rodada de Licitações que leiloou blocos com reservas estimadas de reservatórios não convencionais, com o objetivo de ser uma rodada piloto.

A principal bacia brasileira com potencial para acumulações de gás em arenitos de baixa permeabilidade é a Bacia de Parnaíba (Fugita, 2002). Segundo o mesmo autor na Quarta Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP) realizada em 2002, esta bacia apresenta potencial para acumulações do tipo de Bacia Profunda com camadas contínuas de arenitos saturadas em gás.

Diferentemente do Brasil, países como a China, os EUA e o Canadá são referência quanto à exploração e produção em reservatório de arenitos de baixa permeabilidade. A partir da análise dos estudos de caso em bacias destes países, foi possível diferenciar as bacias estudadas de acordo com a situação de acumulação de gás em seus reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade. As Bacias de Ordos e de Alberta são características de uma acumulação de gás de Bacia Profunda apresentando reservatórios não convencionais com baixos valores de permeabilidade saturados por gás, em que estas acumulações são independentes do desenvolvimento de trapas estruturais e estratigráficas (Law, 1984; Spencer, 1985; Law and Spencer, 1993). Nestas duas bacias a produção comercial ocorre em profundidades específicas, com valores de porosidade e permeabilidades maiores do que os encontrados nas demais regiões do reservatório (Surdam, 1997a) Este aumento é proporcionado por fatores estruturais e/ou estratigráficos (Law, 2002).

A ampla sobreposição de canais fluviais areníticos encontrados nas formações Shanxi e Shihezi na Bacia de Ordos configura o principal fator estratigráfico responsável pelas acumulações contínuas de gás nesta bacia ( Zou *et al.*, 2013) (Figura 7.3) enquanto, na Bacia de Alberta a arquitetura de depósitos de canais amalgamados é o principal fator estratigráfico. Ainda na Bacia de Alberta, a presença de fraturas naturais e falhas estruturais na região próxima ao Sopé das Montanhas Canadenses constituem os principais fatores estruturais responsáveis pela geração de regiões com valores de permeabilidade anômalas, os chamados pontos quentes.

A Bacia de Green River compreende uma acumulação de gás em reservatórios convencionais com baixa permeabilidade, neste caso o sistema petrolífero é correspondente a um reservatório convencional de gás, com acumulações discretas de gás em trapas estruturais, estratigráficas ou mistas, porém diferentemente dos reservatórios convencionais estes apresentam baixos valores de porosidade e permeabilidade, fato que os caracteriza como um reservatório não convencional (Aguilera, 2008). Na Bacia de Green River especificamente, o traçamento é considerado estratigráfico em que a Formação Lewis de folhelhos marinhos serve como a principal rocha selante da Formação Almond, pertencente ao Grupo Mesaverde (Mcclain & Norris, 2006).

Os reservatórios das Bacias de Ordos representados pelas Formações Shanxi e Shiheze e o reservatório Monteith A da Bacia de Alberta representam sistemas fluviais com ampla sobreposição depositados durante um período transicional de um ambiente marinho para um ambiente continental (Zou *et al.*, 2013; Zambrano *et al.*, 2013 ). Além de ambas serem consideradas acumulações de gás em Bacia Profunda e seus reservatórios possuírem um sistema deposicional similar, os fatores que levaram aos baixos valores de permeabilidade e porosidade destes, são semelhantes entre as duas bacias. Ambas são caracterizadas por uma diagênese pronunciada com intensa compactação devido à grande profundidade de soterramento do reservatório, além de apresentarem uma alta taxa de cimentação silicífica que contribui para a consolidação do reservatório (Zou *et al.*, 2013; Solano *et al.*, 2010; Miles *et al.*, 2012)..

O principal reservatório da Bacia de Green River representado pela formação Almond, responsável por 85% da produção de gás nesta bacia, foi depositado durante um período transicional de um ambiente de sistema fluvial para um ambiente marinho raso (Mcclain & Norris, 2006). Neste reservatório, os baixos valores de porosidade e permeabilidade se deram principalmente devido a uma avançada diagênese sofrida pelo reservatório com significativo

compactação química e mecânica, precipitação de cimentos carbonáticos e argilas autigênicas, além de uma deposição de quartzo devido ao soterramento profundo (Zou et al., 2013).

A produção nas três bacias estudadas é caracterizada pela utilização de novas tecnologias como o processo de fraturamento hidráulico multi-estágio com o objetivo de se obter uma maior produção. O processo de fraturamento hidráulico é implementado nas três bacias como uma ferramenta que permite aumentar a permeabilidade da formação de interesse e assim, ocasionar um aumento na produção. Na Bacia de Alberta a presença de fraturas naturais na região próxima as Montanhas Rochosas Canadenses servem como um facilitador neste processo, que irá reativar estas fraturas naturais pré-existentes. Outra tecnologia que permitiu um aumento da produção em determinadas regiões das bacias estudadas foi a tecnologia de poços direcionais que possibilita uma redução no custo da operação, além de permitir atingir formações que dificilmente seriam alcançadas com a utilização de poços verticais.

Outra tecnologia, a de poços horizontais está solidificada apenas na Bacia de Alberta em que já é utilizada na produção, produzindo grandes volumes de gás especialmente na região das Planícies. Enquanto nas Bacias de Ordos e Green River estão sendo testados com o objetivo de avaliar sua viabilidade econômica, comparada com o método de poços direcionais atualmente utilizados.

A produção em todas as três bacias vem sendo aprimorada cada vez mais com a utilização de novas tecnologias que permitem uma maior produção e redução dos custos envolvidos em todo o processo de extração de gás de um reservatório não convencional de arenitos de baixa permeabilidade.

Para uma melhor análise comparativa entre as três bacias estudadas uma tabela esquemática foi criada com as principais características de cada uma (Tabela 1).

Tabela 1: Tabela comparativa entre as três bacias estudadas:

Análise Comparativa entre as bacias estudadas			
Principais características:	Bacia de Ordos	Bacia de Green River	Bacia de Alberta
Tipo de Bacia	Bacia cratônica	Bacia de antepaís	Bacia de antepaís
Sistema de Acumulação	Bacia Profunda	Convencional de baixa permeabilidade	Bacia Profunda
Ambiente deposicional	Transicional: marinho raso para continental. Predominância de canais fluviais com ampla sobreposição	Transicional: continental para marinho raso. Depósito marinho raso com presença de arenitos, siltitos, folhelhos e carvão.	Transicional: marinho raso para continental. Predominância de Canais fluviais amalgamados
Trapeamento	Estratigráfico: litofácies e fácies diagenéticas	Predominantemente estratigráfico	Estratigráfico e estrutural, com presença de fraturas naturais
Alterações diagenéticas sofridas	Alto grau de compactação e cimentação de quartzo e carbonato	Alta taxa de compactação e cimentação de carbonato, quartzo e de argilas antigênicas	Alto grau de compactação e cimentação de quartzo
Técnicas de produção utilizadas	Faturamento hidráulico e poços direcionais	Faturamento hidráulico e poços direcionais	Faturamento hidráulico e poços verticais, direcionais e horizontais

## **9. Conclusão**

A partir da revisão bibliográfica realizada pôde-se concluir que os reservatórios não convencionais vêm se tornando um importante mercado na indústria energética devido à grande quantidade de reservas existentes e principalmente devido ao aumento da demanda por energia. Em que os reservatórios de gás em arenitos de baixa permeabilidade são um dos principais reservatórios deste tipo, especialmente em países como os EUA onde a exploração e a produção já estão consolidadas, sendo responsável por grande parte da produção total de gás do país.

A partir de uma análise detalhada sobre bacias sedimentares na China, nos EUA e no Canadá com presença de acumulações de gás em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade se tornou possível uma melhor compreensão acerca deste tipo de reservatório. O critério utilizado para a escolha destas bacias se baseou em suas respectivas características geológicas e econômicas.

A Bacia de Ordos localizada na China possui o maior campo produtor de gás *onshore* do país, o Campo de Sulige. Esta bacia se caracteriza por uma acumulação de gás em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade do tipo Bacia Profunda, apresentando contínuas acumulações de gás em reservatórios areníticos com baixos valores de porosidade e permeabilidade. Nesta, os principais reservatórios compreendem canais fluviais com ampla sobreposição que sofreram um pronunciado processo diagenético, acompanhado de um intenso soterramento e cimentação silicífica e calcária.

A Bacia de Alberta no Canadá apresenta similaridade com a Bacia de Ordos da China desde o sistema deposicional em que o reservatório de ambas estava submetido até os processos diagenéticos. Apesar desta similaridade, nada foi encontrado na literatura afirmando que bacias submetidas a estes mesmos processos resultam necessariamente em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade com acumulações do tipo Bacia Profunda como ocorre nessas duas bacias estudadas. Um fator muito importante para a produção na Bacia de Alberta é a existência de espessos pacotes de canais amalgamados verticalmente e horizontalmente, além da presença de fraturas naturais na região próxima ao Sopé das Montanhas Rochosas Canadenses, que proporcionam maiores valores de porosidade e permeabilidade, apresentando assim maior potencial para exploração de gás.

Diferentemente das duas outras bacias estudadas, a Bacia de Green River nos EUA apresenta um tipo de acumulação característico de reservatórios convencionais com baixa permeabilidade. Nestes as acumulações de gás ocorrem principalmente em trapas

estratigráficas. Na Bacia o principal reservatório Almond encontra-se trapeado e selado pela Formação Lewis de depósitos de folhelhos marinhos depositados em um ambiente marinho transgressivo. Nesta, assim como nas demais bacias estudadas, o reservatório sofreu intensa diagênese e processos de cimentação que garantiram os baixos valores de porosidade e permeabilidade.

A exploração e produção em reservatórios de arenitos de baixa permeabilidade vêm apresentando bons resultados nas bacias estudadas principalmente devido às inovações tecnológicas proporcionadas recentemente, como o processo de fraturamento hidráulico e a utilização de poços direcionais e horizontais. Os poços horizontais são utilizados apenas na Bacia de Alberta, garantindo uma grande produção nesta, enquanto nas Bacias de Ordos e Green River esta tecnologia ainda passa por fase de testes sendo avaliada suas viabilidades econômicas. Estas e outras tecnologias tendem a ser desenvolvidas e aprimoradas nos próximos anos de forma a reduzir o custo envolvido e aumentar a produção que comparativamente com reservatórios convencionais ainda é considerada baixa.

## **10. Referência Bibliográfica**

- AGUILERA R.F.; HARDING T.; KRAUSE F., *19th World Petroleum Congress Spain 2008 Natural Gas Production From Tight Gas Formations: A Global Perspective*.
- AGENCIA NACIONAL DO PETROLEO (ANP). 2010. Reservatórios não convencionais.
- ALBOUDWAREJ, H.; FELIX, J.; TAYLOR, S. *Highlighting Heavy Oil, Oilfield Review*, 2006.34-53 p. Disponível em: <http://www.slb.com>. Acessado em Dezembro de 2013.
- ALLEN, J.R.L. 1978. *Studies in fluvial sedimentation: An exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suites. Sedimentary Geology*, v. 21, p. 129–147.
- BAIHLY J.; GRANT D.; FAN L.; BODWADKAR S., *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, U.S.A. Horizontal Wells in Tight Gas Sands--A Methodology for Risk Management To Maximize Success*
- BOETTCHER, D.J., THOMAS, M., HRUDEY, M.G., LEWIS, D.J., O'BRIEN, C., Oz, B., REPOL, D. and YUAN, R. 2010. *The Western Canada Foreland Basin: a basin-centred gas system. In: Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. B.A. Vining and S.C. Pickering (eds.). Geological Society, London, p. 1099–1123.*
- BRITISH PETROLEUM. *Unconventional gas and hydraulic fracturing Issue briefing*. Acessado em 17 de Abril de 2014.
- CHAMBRIARD, M. 2013. ANP fará “leilão piloto” para estimular produção de gás em terra. Folha de São Paulo, 26 de Novembro de 2013. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2013/11/1376730-anp-fara-leilao-piloto-para-estimular-producao-de-gas-em-terra.shtml> Acessado em 17 de Abril de 2014.
- CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION (CNPC), s.d.. Ordos Basin
- CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION (CNPC), s.d.. *Tight Gas Reservoirs- Economical Solutions for Sulige Gas Field*.
- CURRIE, B.S. 1997. *Sequence stratigraphy of nonmarine Jurassic-Cretaceous rocks, central Cordilleran foreland-basin system. Geological Society of American Bulletin*, v. 109, p. 1206–1222.
- EIA, Energy Information Administration, 2010, *Annual Energy Outlook 2010*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/production.html>. Acessado em 07 de novembro de 2013.
- EPISTALIÉ, J Madec, M.; Tissot, B., 1977 In: *Offshore Technology Conference 9; Houston, Texas*.
- ESG Solutions, Disponível em: <https://www.esgsolutions.com/english/View.asp?mp=1012&x=984> Acessado em 19 de Dezembro de 2013.

- EVENCHICK, C.A., McMECHAN, M.E., McNICOLL, V.J. and CARR, S.D. 2007. *A synthesis of the Jurassic-Cretaceous tectonic evolution of the central and southeastern Canadian Cordillera: Exploring links across the orogen. In: Whence the Mountains? Inquiries into the Evolution of Orogenic Systems: A Volume in Honour of Raymond A. Price. J.W. Sears, T.A. Harms and C.A. Evenchick (eds.). Geological Society of America, Special Paper 433, p. 117–145.*
- FAN, W., HU, L., FALXA, P., WANG, Q., LIU, H., WONG, A., KU, K.T. *Open Hole Multistage Completion Exceeds Production Expectations from South Sulige Gas Field in China. International Petroleum Technology Conference 2013.*
- FU, J., WEI, X., REN, J., 2008. *Distribution and genesis of large-scale Upper Paleozoic lithologic gas reservoirs on Yi-Shaan Slope [J]. Petroleum Exploration and Development 35 (6), 664e691.*
- FUGITA, A.M., 2002. *Brasil Round 4 - Parnaíba Basin.* Disponível em: [http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/ingles/Parnaiba\\_ing.pdf](http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/ingles/Parnaiba_ing.pdf) Acessado em 19 de Abril de 2014.
- GILLELAND K., s.d. Schlumberger, *Microseismic Monitoring*, [http://www.slb.com/~media/Files/stimulation/industry\\_articles/201101\\_ep\\_microseismic\\_monitoring.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/stimulation/industry_articles/201101_ep_microseismic_monitoring.pdf) Acessado em 13 de Dezembro de 2013.
- HALLIBURTON, *Coalbed Methane: Principles and Practices, 2007* .Disponível em: [http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books\\_and\\_Catalogs/web/CBM/CBM\\_Book\\_Intro.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf) Acessado em 13 de Dezembro de 2013.
- HOLDITCH, S.A. 2006. *Tight Gas Sands.* Disponível em: [http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006\\_06\\_DA\\_series.pdf](http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006_06_DA_series.pdf) Acessado em 07 de Novembro de 2013.
- KHLAIFAT A. et al; 2011. *Taking up Unconventional Challenges Is a Game Changer In Oil And Gas Industry*
- KVENVOLDEN, K. A. *Gas hydrates-geological perspective and global change. Rev.Geophys. 31, 1993.173-187p.*
- JARVIE, D. M., et al, *.Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett Shale fractured shale gas model: Poster presented at the 21st International Meeting on Organic Geochemistry, Krakow, Poland. 2003.*
- KUKULSKI, R.B., MOSLOW T.F. and HUBBARD S.M., 2013. *Tight gas sandstone reservoir delineation through channel-belt analysis, Late Jurassic Monteith Formation, Alberta Deep Basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Volume 61, Number 2. June 2013. Pages 133-156.*

KUKULSKI, R.B., HUBBARD S.M., RAINES, M.K. and MOSLOW T.F (in press). *Basin scale stratigraphic architecture of upstream fluvial deposits: Jurassic-Cretaceous foredeep, Alberta Basin, Canada. Journal of Sedimentary Research.*

LARUE, D.K. and HOVADIK, J. 2006. *Connectivity of channelized reservoirs: A modeling approach. Petroleum Geoscience, v. 12, p. 291–308.*

LAW, B. E., 1984, *Relationships of source rocks, thermal maturity, and overpressuring to gas generation and occurrence in low permeability Upper Cretaceous and lower Tertiary rocks, Greater Green River basin, Wyoming, Colorado, and Utah, in J. Woodward, F. F. Meissner, and J. L. Clayton, eds., Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Rocky Mountain Association of Geologists Guidebook, p. 469–490.*

LAW, B. E., and C. W. Spencer, 1993, *Gas in tight reservoirs—an emerging source of energy, in D. G. Howell, ed., The future of energy gases: U.S. Geological Survey Professional Paper 1570, p. 233–252.*

LAW B.E.. AAPG Bulletin, v. 86, no. 11 (November 2002), pp. 1891–1919. *Basin Centered Gas system*

LECHTENBOHMER, S.; ALTMANN, M.; CAPITO, S.; MATRA, Z.; WINDRORF, W.; ZITTEL, W. 2011. *Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. Request by European Parliament's Committee on Environment, Public Health and Food Safety.*

LOFTIN, P. *Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.*

McCLAIN, T. & NORRIS, G. E., 2006. *Case Study: Greater Wamsutter Field, Wyoming—Tight Gas Reservoir. The Mountain Geologist, July 2006, Volume 43, Number 3.*

MARQUESE, A.R. 2011. *Caracterização de Reservatórios Petrolíferos.*

MASTERS, J.A. 1979. *Deep Basin gas trap, Western Canada. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 63, p. 152–181.*

MATOS R,D.. 2012. *Desafios tecnológicos para E&P em reservatórios não-convencionais.*

MECKEL, L.D. and THOMASSON, M.R. 2008. *Pervasive tight-gas sandstone reservoirs: An overview. In: Understanding, Exploring and Developing Tight-Gas Sands – 2005 Vail Hedberg Conference. S.P. Cumella, K.W. Shanley and W.K. Camp (eds.). American Association of Petroleum Geologists Hedberg Series, no. 3, p. 13–27.*

MILES, B.D., KUKULSKI, R.B., RAINES, M.K., ZONNEVELD, J-P., Leier, A.L. and S.M. HUBBARD, 2012. *A stratigraphic framework for Late Jurassic-Early Cretaceous gas-bearing strata (Monteith Formation) in the subsurface of northwestern Alberta. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 60, p. 3–36.*

MIN et. al, 1998. *Research and practice of low permeability oil and gas fields*. Petroleum Industry Press, Beijing, 1998.

MIT2011. *The Future of Natural Gas*, Massachusetts Institute of Technology. Disponível em: <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/report-natural-gas.pdf> Acessado em 07 de Novembro de 2013.

MONTEIRO ,P. 2011. *Petróleo e Gás. Aula 4. Geologia do Petróleo*. Acessado em 19 de Dezembro de 2013. <http://pt.slideshare.net/Pedrujr/aula-4-petrleo-prof-pedro-ibrapeq-7966464>

NAIK, G.C.2003. *Tight Gas Reservoir – An Unconventional Natural Energy Source for the Future*. Disponível em: [http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight\\_gas.pdf](http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight_gas.pdf) Acessado em 19 de Dezembro de 2013.

OBREGÓN VARA, R. M. Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado-água em tubo horizontal. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, 2001.

PEAKIN, W. 2013. *A Churchillian dynamic: The North Sea industry's future is bound up in politics, technology - and history*. Disponível em: <http://www.holyrood.com/2013/05/28747/> Acessado em 20 de Dezembro de 2013.

PGT – Petroleum Geoscience Technology. 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). Acessado em 06 de Dezembro de 2013.

PEER.s.d.. *PARTNERSHIP FOR ENVIRONMENTAL EDUCATION AND RURAL HEALTH – Ecosystems – Images*. Texas A&M University. Disponível em [http://peer.tamu.edu/curriculum\\_modules/ecosystems/Images/methane\\_hydrate.gif](http://peer.tamu.edu/curriculum_modules/ecosystems/Images/methane_hydrate.gif). Acessado em 07 de Dezembro de 2013.

POULTON, T.P., CHRISTOPHER, J.E., HAYES, B.J.R., LOSERT, J., TITTEMORE, J. and GILCHRIST, R.D., 1994. *Jurassic and Lowermost Cretaceous strata*. In: *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. G.D. Mossop, and I. Shetsen (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council Special Report 4, p. 297–316.

POULTON, T.P., TITTEMORE, J. and DOLBY, G. 1990. *Jurassic strata of northwestern (and west-central) Alberta and northeastern British Columbia*. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38A, p. 159–175.

RAINES, M.K., HUBARD, S.M., KUKULSKI, R.B. and LEIER, A.L. (in press). *Sediment dispersal in an evolving foreland: Detrital zircon geochronology from Upper Jurassic and Lowermost Cretaceous strata, Alberta Basin, Canada*. *Geological Society of America Bulletin*.

ROSS G.M., EATON D.W., 1999, *Basement reactivation in the Alberta Basin: Observational constraints and mechanical rationale*. *Buletin of Canadian Petroleum Geology*, Vol 47, No. 4 (December 1999), P. 391-411.

SANTOS, P, R, D. ; CORADESQUI, S. 2013. *Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville – Rio de Janeiro*:

UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SHANLEY, K.W. 2004. *Fluvial reservoir description for a giant, low-permeability gas field: Jonah Field, Green River Basin, Wyoming, U.S.A.* In: *American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology 52 and Rocky Mountain Association of Geologists 2004 Guidebook*. J.W. Robinson and K.W. Shanley (eds.). p. 159–182.

SOLANO, N., ZAMBRANO, L. and AGUILERA, R. 2010. *Cumulative Gas Production Distribution of the Nikanassin Tight Gas Formation, Alberta and British Columbia, Canada*. *Society of Petroleum Engineers Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Abstract*. 26 p.

SPENCER, C. W., 1985, *Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region: Journal of Petroleum Geology*, p. 1308–1314.

STEVENS, P. 2012. *The Shale Gas Revolution’: Developments and Changes*. *Energy, Environment and Resources*. EERG BP 2012/4. Acessado em 06 de Dezembro de 2013.

STOTT, D.F. 1998. *Fernie Formation and Minnes Group (Jurassic and Lowermost Cretaceous), Northern Rocky Mountain Foothills, Alberta and British Columbia*. *Geological Survey of Canada Bulletin*. p. 516.

SUÁREZ, A.A. 2012. *The Expansion of unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane)*, *Advances in Natural Gas Technology*, Dr. Hamid Al-Megren (Ed.), ISBN: 978-953-51-0507-7, InTech, Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology/the-expansion-of-unconventional-production-of-natural-gas-tight-gas-gas-shale-and-col-bed-methane> Acessado em 07 de Dezembro de 2013.

SURDAM, R. C., 1997, *A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured “tight gas sands” in the Rocky Mountain Laramide basins*, in R. C. Surdam, ed., *Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67*, p. 283–298.

TASSINARI C,C,G.s.d.. *Shale Gas, uma Alternativa Energética Possível No Brasil*. Disponível em: [http://www.iee.usp.br/eventos/nov12/Colombo\\_Shale.pdf](http://www.iee.usp.br/eventos/nov12/Colombo_Shale.pdf). Acessado em 06 de Dezembro de 2013.

TAVARES M.A., 2012. GÁS NÃO CONVENCIONAL PODE MARCAR NOVO MOMENTO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA. *Petro Notícias*, publicado em 04 de Dezembro de 2012. Disponível em: <http://www.petronoticias.com.br/archives/19096> .Acessado em 17 de Abril de 2014.

THE OIL DRUM, 2008 - *Discussions About Energy and Our Future*. *US Natural Gas: Lessons from BP's Tight Gas Facility in Wamsutter WY*. Posted in June 03, 2008. Disponível em: <http://www.theoil Drum.com/node/4072> .Acessado 17 de Abril de 2014.

THOMAS, J.E., 2004. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*; segunda edição; Editora Interciência.

TOBIN, R., McCLAIN, T., LIEBER, R., OZKAN, A., BANFIELD, L., MARCHAND, A., McRAE, L., 2010. *Reservoir quality modeling of tight-gas sands in Wamsutter field: Integration of diagenesis, petroleum systems, and production data. AAPG Bulletin, V. 94, No. 8 (August 2010), PP. 1229-1266*

TOTAL., *Tight Gas reservoirs, Exploration & Production from TOTAL.*

VIRGENS, G. B., 2011, Revisão Bibliográfica dos Folhelhos com Gás da Formação Barnett, Texas, Eua: Um Exemplo de Reservatório Não Convencional. Bacharel em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Salvador.

WANG & KRUPNICK, 2013. *US Shale Gas Development.*

WRIGHT , G.N., McMECHAN, M.E., POTTER, D.E.G., s.d. *Structure and Architecture of the Western Canada Sedimentary Basin - Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin.* Disponível em:  
[http://www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb\\_atlas/a\\_ch03/ch\\_03.html](http://www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/a_ch03/ch_03.html) . Acessado em 19 de Abril de 2014.

ZAMBRANO L., PEDERSEN P.K. and AGUILERA R., 2013. *Geologic Controls of Gas Production from Tight-Gas Sandstones of the Late Jurassic Monteith Formation, Deep Basin, Alberta, Canada. SPE Unconventional Resources Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 5-7 November 2013.*

ZOU C., et al; 2013. *Unconventional Petroleum Geology.*

ZOU, C., TAO, S., 2007. *Geologic characteristics of large gas provinces and fields in China. Science in China Series D: Earth Sciences 37 (3), 12e28*