

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE SHALE GAS NO TERRITÓRIO BRASILEIRO

AUTORES:

Thatiana Jéssica da Silva Ribeiro¹, Jennys Lourdes Meneses Barillas². Bolsista PRH-221. jessicathatiana@gmail.com, ¹Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ²Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

ESTUDO DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE SHALE GAS NO TERRITÓRIO BRASILEIRO

Abstract

Worldwide energy demand increase has been taking petroleum production in the world to a recently new level of exploration: unconventional reservoirs. Unconventional Reservoirs are divided into: Coalbed Methane, Tight Gas and Tight Oil, Shale Gas and Shale Oil, Methane Hydrates and Heavy Oil.

One type of unconventional reservoir that has been successfully produced mostly in United States of America is the Shale Gas/Oil. This reservoir is composed by Shale rocks which have as its main characteristics very low values of porosity and permeability. Conventionally this type of rock was only considered as a source rock for the petroleum generation system, however after many studies conducted mostly in USA it was proven that tremendous oil and gas reserves are retained into it due primarily to its large geographical extension.

Due to its very low value of porosity and permeability and irregular spatial distribution of sweet spots among reservoir extension, shale reservoir does not produce naturally at economic rates, in another words, it is only economically viable in case at which is promoted the combination of horizontal or multilateral wells with the stimulation process by hydraulic fracturing.

In Brazil the concept of unconventional reservoir is understudied but making an analogy with North American unconventional reservoir characteristics it is estimated that unconventional gas reserves in Brazilian territory is extremely higher than the conventional gas reserve which actually accounts for 16 trillion of cubic feet. Due to the lack of knowledge, high complexity and high production costs, this type of reservoir has not attracted attention of producers which operate in Brazil yet, but based on north American success it can be a future option to compose Brazilian energetic matrix.

To perform this study, a reservoir with petrological characteristics of Ponta Grossa Formation located in Parana basin was developed as a reference model. Reservoir data were taken from a previous study by EIA (U.S Energy Information Administration) in 2013. The fluid model is a gas condensate model based on a North American reservoir. A study of reservoir production and parameters related to the fracture is performed using a Black-Oil simulator, IMEX, by CMG (Computer Modelling Group).

Introdução

Os reservatórios não convencionais são compostos por rochas que possuem baixos valores de permeabilidade e porosidade, que normalmente não apresentariam produção economicamente viável. Entretanto, devido a sua grande extensão geográfica e diferentes técnicas usadas para produção são capazes de produzir consideráveis volumes tanto de óleo quanto de gás.

Para um maior entendimento da relação volume *in place* / dificuldade de extração, foi proposto a representação do triângulo de recursos (Holdich, 2006) mostrada na **Figura 1**. No topo desse triângulo encontram-se os reservatórios convencionais de menores volumes, porém de mais fácil exploração. Na base desse triângulo encontram-se os reservatórios não convencionais caracterizados por grandes volumes, mas com maior nível de tecnologia necessario para sua exploração e consequentemente maior custo de produção.

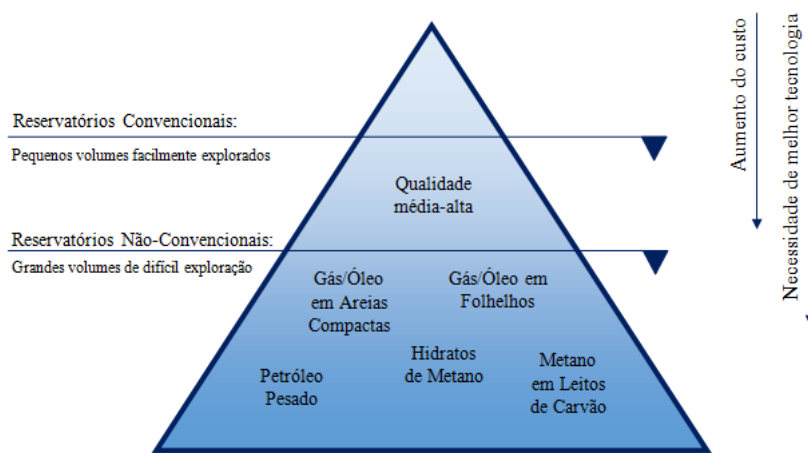


Figura 1 - O triângulo de recursos (Adaptado de Holdich, 2006)

Os reservatórios não convencionais são subdivididos em: Metano em Leitos de Carvão, Gás/Óleo em Areias Compactas, Gás/Óleo de Folhelhos, Hidratos de Metano e Óleo Pesado. Dentre esses diferentes tipos de reservatórios, um tipo tem se destacado no cenário mundial: os reservatórios de Gás/Óleo de Folhelhos. Esse tipo de reservatório tem sido produzido com sucesso principalmente nos Estados Unidos da América e baseado no sucesso norte americano, o incentivo a pesquisas relacionadas a esse tipo de reservatório vêm se tornando cada vez mais crescente em outros países.

Esse tipo de reservatório, denominado *Shale Gas* pelos norte americanos, é composto por rochas denominadas Folhelhos que possuem baixíssimos valores de porosidade e permeabilidade. Convencionalmente os Folhelhos eram considerados somente como rocha geradora do sistema petrolífero, mas, após os estudos realizados pelos EUA foi provado que a reserva de óleo e gás retida no espaço poroso desse tipo de rocha é enorme principalmente devido a grande extensão geográfica do reservatório. Entretanto, o escoamento de fluidos no interior do meio poroso para produção não acontece de forma espontânea e convencional, devido primordialmente aos baixos valores de porosidade e permeabilidade, e também a distribuição irregular das acumulações de óleo/gás, os denominados *sweet spots*.

Para tornar a produção dos reservatórios de Gás/Óleo de Folhelho economicamente viável, é promovida a combinação de duas técnicas: a perfuração direcional e o fraturamento hidráulico. Entretanto, mesmo com essa combinação, o fator de recuperação desses reservatórios dificilmente ultrapassa os 20 % (Suárez, 2012).

A perfuração direcional é definida como o tipo de perfuração na qual a direção e o desvio do poço são controlados para atingir um determinado alvo na subsuperfície. Chen (2007) define poços horizontais como poços de inclinação geralmente maiores do que 85 graus perfurados com o objetivo de abranger uma longa área de contato dentro da rocha reservatório, aumentando assim o desempenho do reservatório. Além dos poços horizontais, também tem sido utilizados poços multilaterais para a produção desse tipo de reservatório.

O processo de fraturamento hidráulico consiste da injeção de fluidos, normalmente água com adição de aditivos químicos, a uma pressão superior à pressão de fratura da rocha tendo como objetivo o fraturamento da rocha, promovendo assim a criação de caminhos preferenciais para o fluxo de óleo ou gás e convertendo o que normalmente é um fluxo radial para um fluxo linear na região adjacente aos canhoneados do poço. Após a propagação da fratura na formação, é bombeado juntamente com o fluido os agentes de sustentação denominados propantes, que vão se depositar internamente a fratura para evitar o fechamento da mesma quando o poço deixa de ser pressurizado.

No Brasil o conceito e conhecimentos de reservatórios não convencionais não são muito difundidos, mas recentemente tem sido mostrado, a partir de analogias com os reservatórios norte americanos, que o potencial de gás de folhelho no território brasileiro é enorme, superando as reservas atuais dos reservatórios Convencionais, as quais correspondem a 16 trilhoes de pés cúbicos.

É estimado um grande potencial para o *Shale Gas* nas bacias de idade Paleózoica. Entretanto, duas dessas bacias já são descartadas para produção: a Bacia do Solimões e a Bacia do Amazonas, devido a sua localização remota, falta de infraestrutura e a falta de mercado consumidor adjacente. Restam a Bacia do Parnaíba e do Paraná, que além de possuírem teor de carbono inferior aos encontrados em bacias de mesma idade geológica dos EUA, também apresentam as regiões de *sweet spots* muito fragmentada devido ao processo maturação.

Bacias de idades diferentes que podem ter um potencial desconhecido para a produção de *Shale Gas* são: Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo.

Em 2013, um estudo feito pelo EIA (*U.S Energy Information Administration*) mostrou o possível potencial de três bacias brasileiras: Bacia do Paraná, Bacia do Solimões e Bacia do Amazonas. Na **Tabela 1** são mostradas as características avaliadas para a Bacia do Paraná.

Tabela 1 - Dados da Bacia do Paraná (EIA, 2013)

BACIA DO PARANÁ – Formação Ponta Grossa (<i>Devonian Black Shale</i>)	
Parâmetros Avaliados	Valores dos Parâmetros
Área total do folhelho rico em M.O., m²	1.7223*10¹¹
Espessura média, pés	91,44
Porosidade média, %	4
TOC médio (Total OrganicCarbon), %	2
Profundidade, m	3.352,80 a 4.267,20
Pressão da formação	Hidrostática
Maturidade Termal (Reflectância de Vitrinita-R₀), %	0,85 a 1,50
Óleo in Place, bilhões de metros cúbicos	107
Gás in Place, trilhões de metros cúbicos	12,74
Óleo Recuperável, bilhões de metros cúbicos	0.68
Gás Recuperável, trilhões de metros cúbicos	2,29

Modelagem do Reservatório e Metodologia de trabalho

O presente estudo tem como objetivo o estudo de Reservatórios Não convencionais no cenário brasileiro, mais precisamente os chamados *Shale Gas*. Propõe-se a análise desse tipo de reservatório seguindo os seguintes tópicos:

1. Realização de um estudo bibliográfico acerca das características dos Reservatórios Não convencionais e formas de produção usualmente adotadas para este tipo de reservatório;
2. Escolha de dimensões de reservatório, modelo de fluido e características petrofísicas da rocha reservatório, baseados na Bacia do Paraná;
3. Análise de diferentes cenários de produção, com poços horizontais e verticais, com fraturamento e sem fraturamento;
4. Análise de parâmetros de fraturamento, como por exemplo, fraturamento em multi-estágios;

Com base nos dados mostrados na **Tabela 1**, um reservatório com as características mostradas na **Tabela 2** foi desenvolvido.

Tabela 2 - Propriedades do reservatório

Propriedade do Reservatório	Valor
Porosidade da Matriz, %	4
Porosidade da Fratura, %	10
Permeabilidade Horizontal da Matriz, (K_h Matriz), mD	0,0001
Permeabilidade Vertical da Matriz, (K_v Matriz), mD	$0,1 * K_h$ Matriz
Permeabilidade Horizontal da Fratura, (K_h Fratura), mD	10.000
Permeabilidade Vertical da Fratura, (K_v Fratura), mD	$0,01 * K_h$ Fratura
Compressibilidade da Formação, @13.155 kPa, 1/kPa	$2,177 * 10^{-8}$
Profundidade do Topo, m	3.180
Pressão de Referência @ 3180 m, kPa	13.155
Espessura do Reservatório, m	70
Contato Água-Óleo, m	3229

O modelo de fluido do reservatório é de um condensado de gás com a composição mostrada na **Tabela 3**.

Tabela 3 - Composição do fluido do reservatório

Componentes	Fração Molar (%)
CO ₂	0,010
N ₂	0,110
C1	68,93
C2	8,63
C3	5,34
I-C4	1,15
N-C4	2,33
I-C5	0,93
N-C5	0,85
C6	1,73
C7	1,93
C8	1,557
C9	1,256
C10+	5,246

Foram desenvolvidos diversos modelos de exploração, envolvendo tanto poços verticais quanto horizontais. O primeiro modelo de exploração desenvolvido é mostrado na **Figura 2** e **Figura 3**. Ele é composto por 18 poços verticais distribuídos ao longo de toda a extensão do reservatório, sem fraturamento e com fraturamento, respectivamente. A região do fraturamento é destacada na **Figura 3** em vermelho. O espaçamento da fratura nas dimensões I, J e K são 6,0 metros, 4,0 metros e 0,5 metros, respectivamente. Somente o espaçamento da fratura na dimensão I é mostrado na figura.

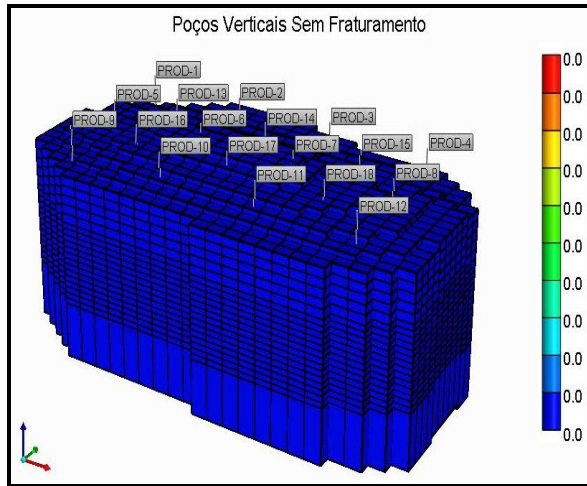


Figura 2 - Poços verticais sem fraturamento

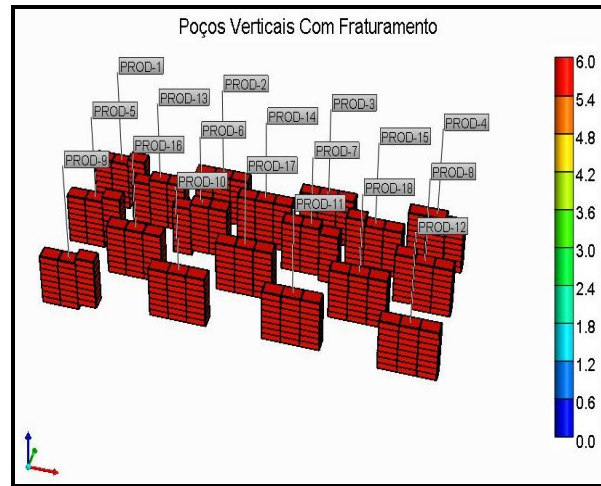


Figura 3 - Poços verticais com fraturamento

Para a produção do reservatório com poços horizontais foram perfurados 4 poços horizontais ao longo de toda a extensão da dimensão “j”. Foram analisados três diferentes modelos de fraturamento: fraturamento em 4 estágios, 7 estágios e também ao longo de todo o intervalo canhoneado do poço. Esses modelos são mostrados na **Figura 4**, **Figura 5** e **Figura 6**, respectivamente.

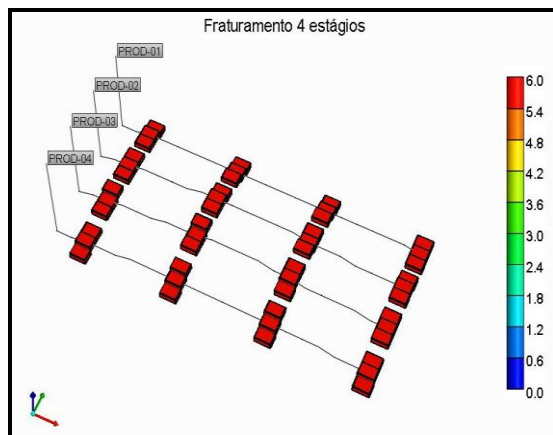


Figura 4 - Quatro estágios de fraturamento

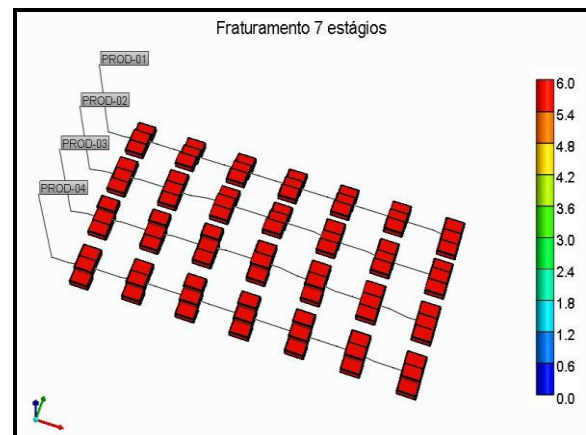


Figura 5 - Sete estágios de fraturamento

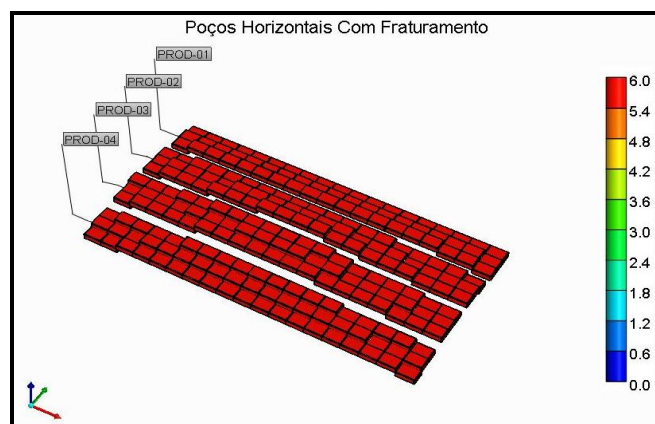


Figura 6 - Fraturamento ao longo de todo o intervalo canhoneado

Resultados e Discussões

Na **Figura 7** é mostrada a comparação entre o modelo com 18 poços verticais com fraturamento e sem fraturamento. Pode ser observado um incremento de aproximadamente 1% no fator de recuperação do gás.

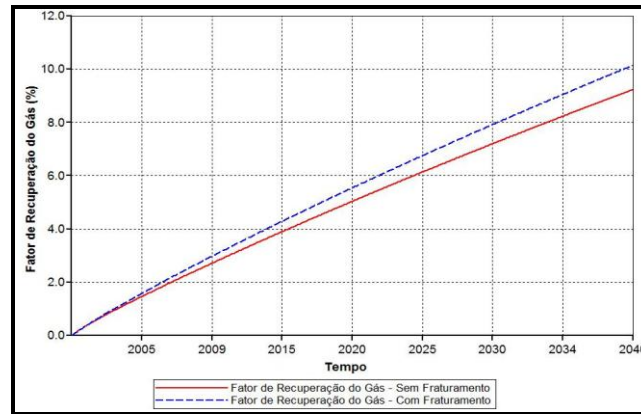


Figura 7 - Comparação entre modelos com poços verticais

Esse incremento no fator de recuperação de gás deve-se ao fato de que o fraturamento da rocha reservatório promove um aumento da área aberta ao fluxo e o incremento da permeabilidade horizontal, aumentando assim a vazão de escoamento. A equação formulada por Henry Darcy mostra a relação entre a vazão de escoamento de um fluido incompressível e homogêneo com esses parâmetros para um fluxo horizontal, isotérmico, laminar, permanente em um meio poroso homogêneo (1).

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (1)$$

No qual q é a vazão de fluido (cm^3/s), A é a área da seção transversal (cm^2), ΔP o diferencial de pressão (atm), μ a viscosidade (cp), L o comprimento do meio poroso (cm) e k é a permeabilidade do meio poroso (Darcy).

Na **Figura 8** é mostrada a comparação entre os diferentes números de estágios de fraturamento para o modelo com 4 poços horizontais. Também é mostrado nesse mesmo gráfico o fator de recuperação de gás para a produção primária (sem fraturamento).

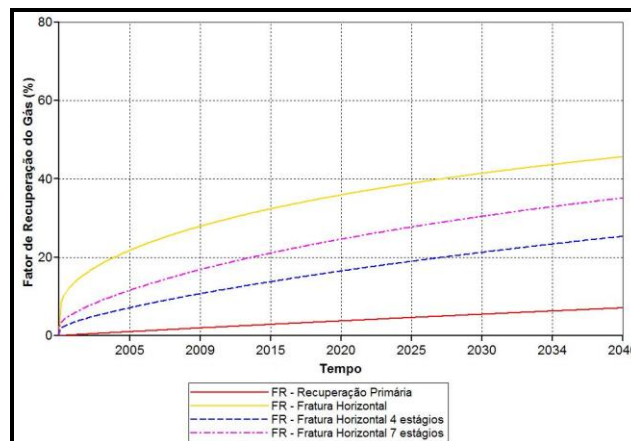


Figura 8 - Comparação entre modelos com diferentes números de estágios de fraturamento

Percebe-se que o cenário de maior fator de recuperação de gás é obtido com fraturas ao longo de toda a extensão do poço. Entretanto, um fraturamento ao longo de todo o poço não é economicamente viável devido aos altos custos da operação. Dentre os cenários mais possíveis de serem encontrados em campo, percebe-se que o fraturamento em 7 estágios é o de maior fator de recuperação do gás.

A **Figura 9** mostra a comparação realizada entre o melhor cenário de produção com poços verticais (composto por 18 poços verticais com todo o intervalo canhoneado fraturado) e o pior cenário de produção com poços horizontais (composto por 4 poços horizontais fraturados em 4 estágios).

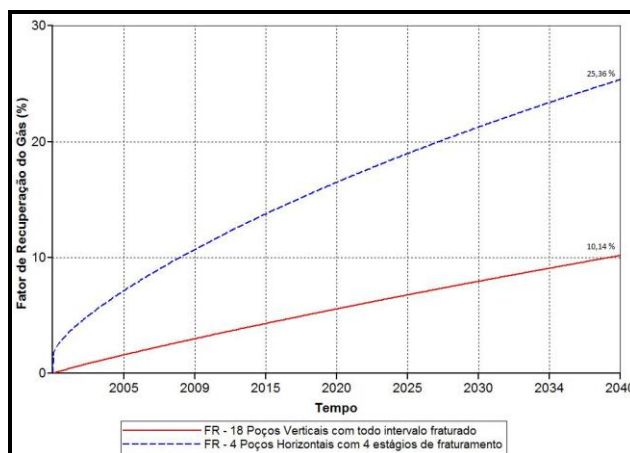


Figura 9 - Comparação entre modelos com poços verticais e horizontais

Obteve-se um fator de recuperação de gás de 25,36 % para o modelo com poços horizontais e um fator de recuperação de gás de 10,14 % para o modelo com poços verticais. Com isso, contratou-se que com a perfuração de poços horizontais tem-se uma maior área de contato entre reservatório e poço aberta ao fluxo, provocando um aumento do fator de recuperação de gás do reservatório.

Conclusões

Tendo como base os gráficos comparativos analisados na seção anterior, podem ser feitas as seguintes conclusões:

- Para os cenários compostos por poços verticais, o maior fator de recuperação foi obtido para o campo com 18 poços verticais com fraturamento hidráulico;
- Para os cenários compostos por poços horizontais, o maior fator de recuperação do gás foi obtido para o caso de fraturas ao longo de todo o intervalo canhoneado do poço, entretanto, na prática esse tipo de fraturamento não é viável devido ao elevado custo da operação, sendo preferível um fraturamento em estágios;
- Os cenários compostos por poços horizontais mostraram um fator de recuperação de gás muito superiores aos cenários com poços verticais, devido a exposição de uma maior área de reservatório ao fluxo;

Agradecimentos

Agradeço ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo (LEAP), a UFRN e a CMG por disponibilizar o *software* utilizado no estudo.

Referências Bibliográficas

- Holdich, Stephen A. 2006. **Tight Gas Sands**. *Journal of Petroleum Technology*. 2006, Vol 58, 6.
- U.S Energy Information Administration. 2013. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources**: An assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.
- 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.
- Chen, David. 2007. **Petroleum Engineering Handbook**. Volume II, chapter 6-Directional Drilling. SPE. ISBN: 978-1-55563-126-0.