

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo do ciclo ótimo para recuperação de óleo leve utilizando o método de injeção alternada de água e gás imiscível - IWAG

AUTORES:

Anderson Felipe Rodrigues; Marcos Allyson Felipe Rodrigues; Wilson da Mata; Tarcilio Viana Dutra Junior

INSTITUIÇÃO:

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

Estudo do ciclo ótimo para recuperação de óleo leve utilizando o método de injeção alternada de água e gás imiscível - IWAG

Abstract

The method WAG (water alternating gas) is a method of oil recovering still little explored. Some of the factors that most affect this method is the variation in the alternating cycle (time to alternating the fluid injected), rate injection, the type of gas injected, if the gas is miscible or immiscible, where the reservoir will be completed (top, bottom or all oil zone), which brings another issue is that the gravitational segregation where according to their densities, the fluids will segregate and rearranging in the reservoir. This paper discusses the optimization of operating parameters in some specific, such as water and gas injection rates and optimizing the cycle time. The analysis was performed using the simulator of CMG (Computer Modeling Group) - Stars 2009.10, in which it was observed the influence of operational parameters in light oil reservoirs with similar characteristics of Potiguar Basin. It was obtained an optimized model with a cycle and optimal rates of water and gas to the reservoir studied.

Introdução

Atualmente novos métodos de recuperação avançada como os métodos térmicos e a injeção alternada de água e gás (WAG), estão sendo investigadas para a recuperação em campos petrolíferos, incluindo sua utilização no pré-sal, onde o WAG será testado na fase 1A do desenvolvimento dos campos de Tupi, Guará e Tupi Nordeste, prevista para o período de 2013 a 2016.

O método de recuperação avançada conhecida como WAG é uma técnica que combina os benefícios de eficiência para obtenção de varredura microscópica da injeção do gás, com a maior economia e estabilidade frontal obtida pela injeção de água. Normalmente, a água e o gás são injetados alternadamente, em que é chamado de injeção intermitente, embora também possam ser injetadas simultaneamente. O desenvolvimento deste método teve como objetivo obter um melhor controle na varredura volumétrica.

A injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo é considerada uma técnica promissora para o controle das emissões industriais de CO₂, e conseqüentemente para a redução de seu nível de concentração no meio ambiente. Faz-se a retirada ou sequestro do dióxido de carbono da atmosfera, para o armazenamento em reservatórios no subsolo através principalmente do método WAG (water alternating gas). Um benefício obtido com a injeção de CO₂ em reservatórios é que este causa a sua expansão do óleo, reduzindo sua viscosidade, melhorando o escoamento para o poço produtor.

O presente trabalho tem como objetivo apresentar o IWAG (Injeção alternada de água e gás imiscível) como um método de recuperação avançada de petróleo, utilizando o gás carbônico alternado a injeção de água. Foi realizado um estudo de otimização de parâmetros operacionais tais como a vazão de gás e de água, além do tempo ciclo do processo, de forma a obter uma maior recuperação final de óleo. A otimização destes parâmetros tem a finalidade de aumentar o varrido volumétrico no reservatório através dos benefícios obtidos com a injeção de água e do gás e, conseqüentemente, o aumento da produção.

Metodologia

O caso base foi modelado em um reservatório homogêneo de 100 m x 100 m x 30 m, de um sistema 3D cartesiano (20 x 20 x 25 blocos), sendo que para a direção k foram adotadas camadas com diferentes espessuras, onde apresenta 20 camadas de um metro de espessura e 5 camadas apresentando dois metros de espessura, dos quais as 3 ultimas camadas consiste de uma zona de água, totalizando 6 metros. As simulações foram realizadas através do módulo STARS do programa da CMG, versão 2009.10, este módulo permite fazer a modelagem do fluxo de três fases, multicomponente de fluídos.

As propriedades da rocha reservatório, dos fluidos e as condições operacionais iniciais dos poços são apresentadas na Tabela 1 a seguir. Estes parâmetros são dados necessários na entrada do simulador.

Tabela 1. Modelo da malha

Temperatura inicial do reservatório (°C)	60,0
Saturação média inicial de óleo, S_o (%)	0,65
Saturação inicial de água, S_w (%)	0,35
Volume de Óleo “in Place” (m ³)	42306
Permeabilidade horizontal (mD)	350
Permeabilidade vertical (mD)	35
Porosidade (%)	28
Viscosidades do óleo (cP)	10
Zona de óleo (m)	24
Zona de água (m)	6
Profundidade (m)	500
Vazão de água injetada (m ³ /dia)	a definir
Vazão de gás injetada (m ³ /dia)	a definir
Vazão máxima de produção (m ³ /dia)	500
Pressão máxima do poço injetor (psi)	2000
Pressão mínima no poço produtor (psi)	28,5

Para se adotar as vazões iniciais de água e gás a serem injetadas, foram feitos estudos para verificar quais seriam as melhores vazões para cada tipo de fluido injetado considerando a recuperação de óleo. Esta análise será apresentada na seção de resultados e discussão, no qual será detalhado a escolha das vazões. O intervalo dos parâmetros estudados e o modelo que foi adotado podem ser observados na Tabela 2 e 3 a seguir.

Tabela 2. Intervalo dos parâmetros analisados para a água

Parâmetro	Valor mínimo	Valor dos intervalos	Valor máximo	Modelo adotado
Vazão (m ³ /dia)	30	10	70	40

Tabela 3. Intervalo dos parâmetros analisados para o gás CO₂

Parâmetro	Valor mínimo	Valor dos intervalos	Valor máximo	Modelo adotado
Vazão (m ³ /dia)	1250	variável	5000	3000

Para se ter um parâmetro como base para a elaboração deste trabalho foi feito a simulação da recuperação primária e a recuperação convencional, com injeção só de água e só de gás (CO₂). Estas simulações foram realizadas para poder se ter um comparativo dos métodos analisados com a injeção WAG com gás imiscível, esta comparação será realizada através da produção acumulada de óleo e fator de recuperação.

O sistema de malha considerada para a injeção foi a de ¼ de *Five Spot* invertido. Isso se permitiu devido a conformação do sistema ser homogêneo e simétrico, implicando diretamente em uma economia de tempo de simulação.

O intervalo canhoneado do reservatório tanto para o poço injetor como para o poço produtor foi realizado nas 20 primeiras camadas do reservatório, ou seja, da primeira camada da zona de óleo até a vigésima, ficando apenas duas camadas da zona de óleo livres e as três camadas da zona de água, que totalizam os 10 metros finais do reservatório como pode ser visto na Figura 1 a seguir.

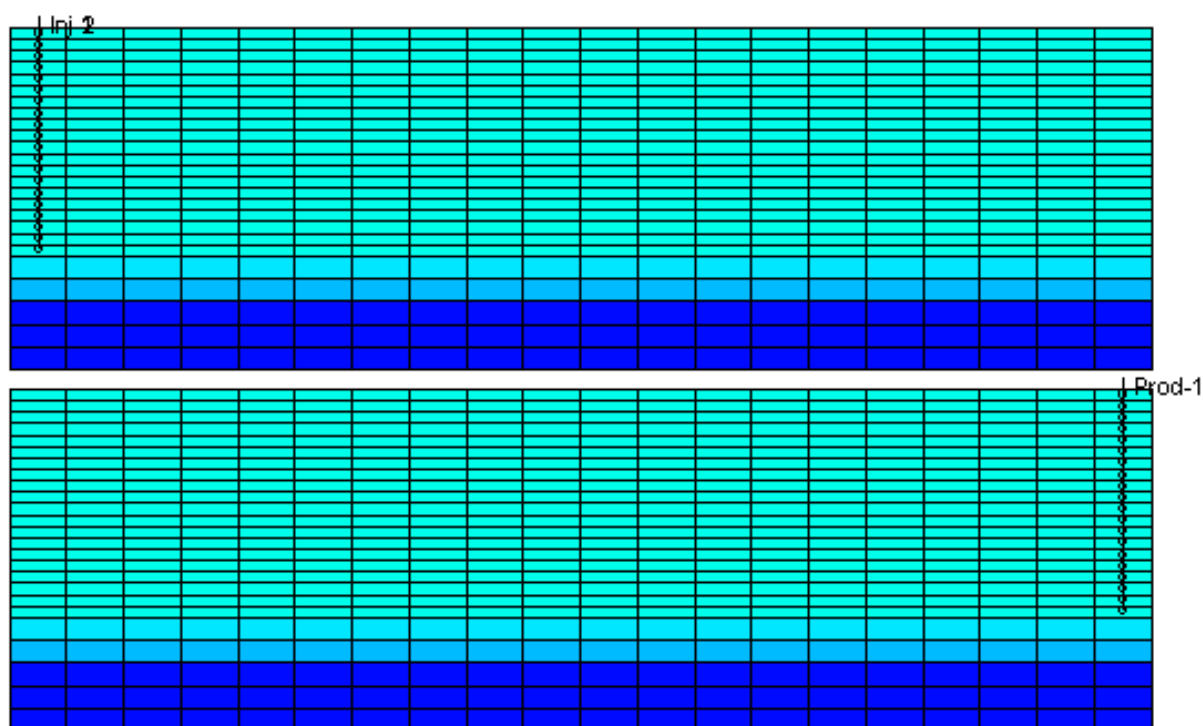


Figura 1. Intervalo canhoneado do reservatório – Saturação inicial de água

Na figura acima, as três ultimas camadas em um tom de azul escuro representa a zona de água, sendo as outras camadas já ocupadas por óleo e água, com suas respectivas saturações.

De posse destes dados pode-se iniciar o estudo do ciclo ótimo para a injeção IWAG. Neste método, o processo pode ser iniciado com a injeção de água ou de gás, mas como poderá se perceber nos gráficos da recuperação convencional mais adiante, o gás apesar de manter uma maior recuperação no primeiro ano, seu valor de recuperação começa a cair, isto devido a baixa da pressão no reservatório, por isto neste trabalho será iniciado com a injeção de água para manter a pressão do reservatório em níveis elevados. A partir daí, começa-se a alternância da injeção de CO₂ e água, e conseqüentemente começa a haver o efeito da segregação gravitacional, com o deslocamento do gás para o topo do reservatório e da água para a base do mesmo. Esta seqüência de procedimentos alternando gás e água busca aumentar a eficiência de deslocamento do processo e minimizar o consumo de gás, devido ao seu alto custo.

Resultados e Discussão

Para poder se iniciar o estudo para simulação do ciclo ótimo, deve-se ter um parâmetro inicial para a vazão de gás e para a vazão de água, e para tal foi feita a simulação no reservatório conforme citado na Tabela 2 e 3. Na Tabela 4 e 5 estão apresentados os resultados, levando em consideração o volume de óleo recuperado e o fator de recuperação de óleo obtido, desta forma permitindo um ponto de partida para o estudo do ciclo ótimo.

Tabela 4. Fatores de recuperação obtidos com a variação da vazão da água

Parâmetro	Volume de injeção (m³/dia)	Valor dos intervalos	Volume de óleo Recuperado (m³STD)	Fator de Recuperação (%)
Vazão (m³/dia)	30	-	21.644,5	51,16
Vazão (m³/dia)	40	10	22.210,7	52,50
Vazão (m³/dia)	50	10	22.604,6	53,43
Vazão (m³/dia)	60	10	22.903,2	54,14
Vazão (m³/dia)	70	10	23.122,8	54,66

Tabela 5. Fatores de recuperação obtidos com a variação da vazão do gás CO₂

Parâmetro	Volume de injeção (m³/dia)	Valor dos intervalos	Volume de óleo Recuperado (m³STD)	Fator de Recuperação (%)
Vazão (m³/dia)	2500	-	17.651,3	41,72
Vazão (m³/dia)	3000	500	18.043,6	42,65
Vazão (m³/dia)	3500	500	18.208,0	43,04
Vazão (m³/dia)	4250	750	18.671,4	44,13
Vazão (m³/dia)	5000	750	18.977,9	44,86

Com base na Tabela 4 foi selecionado para utilização como valor de referência para injeção de água uma vazão diária de 40m³, visto que a partir deste ponto, quanto mais injeta também começa a aumentar de forma considerável o volume de água produzida, onde a diferença da injeção de 40m³/dia e 70m³/dia faz com que aproximadamente o dobro de água seja produzido no poço produtor, o que consequentemente também aumenta os custos para a separação, tratamento e descarte da água. Outro detalhe a ser considerado é que a diferença do fator de recuperação de óleo entre estas duas vazões é de apenas 2%.

Já a partir da Tabela 5, adotou-se para o gás uma vazão diária de 3000m³, este valor foi escolhido visto que o crescimento no fator de recuperação já não aumentava de forma considerável a partir deste ponto, principalmente se for levado também em conta os custos para injeções de CO₂, custos estes considerados elevados.

Como citado anteriormente, foi elaborada uma análise entre a recuperação primária, ou seja, a recuperação apenas com a energia do reservatório, juntamente com a recuperação convencional de gás e água, sendo as vazões destas, as vazões adotadas anteriormente. Na Figura 2 pode-se ver as curvas de produção acumulada de óleo para estes casos, que servirão como base na comparação com o método IWAG. Percebe-se que a injeção água apresentou a maior produção acumulada de óleo sendo um total de 22.210,7 m³, contra 18.043,6 m³ da injeção de gás e 4.020,78 m³ da recuperação primária.

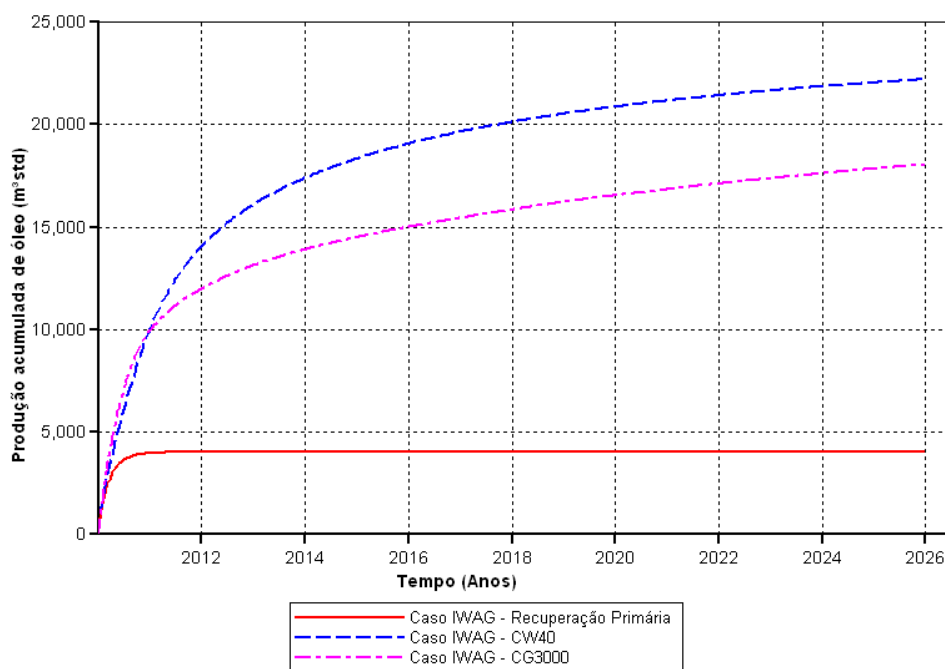


Figura 2. Produção acumulada de óleo para as recuperações convencionais e primárias

Com as vazões de água e gás pré-definidas e conhecendo-se a produção de óleo das recuperações primárias e convencionais de gás e água, tem-se um ponto de partida para poder fazer o estudo do ciclo ótimo.

A utilização da injeção de água promoveu uma considerável recuperação de óleo, porém através do estudo IWAG buscou-se conseguir aumentar a produção, combinando os benefícios da injeção da água e do gás. A Figura 3 apresenta as curvas de produção acumulada de óleo *versus* tempo para os melhores resultados dentre os ciclos de IWAG estudados e a injeção de água, e pode-se notar que o ciclo mensal é o que apresenta um maior resultado, sendo de 23.635,6 m³.

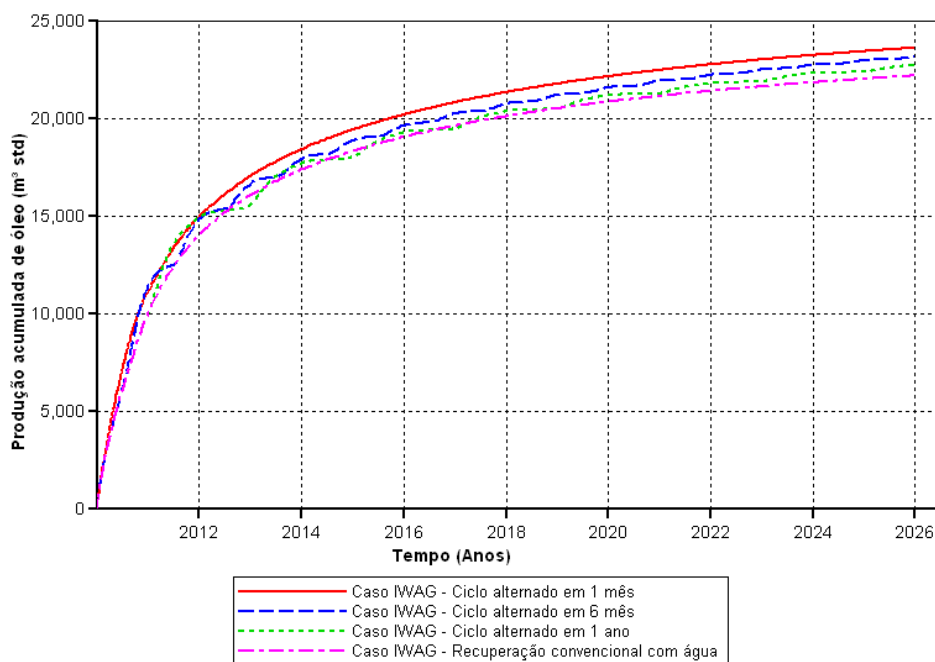


Figura 3. Estudo do ciclo alternado

Em termos numéricos a recuperação com ciclos alternados recuperou aproximadamente 1500m³ a mais que a injeção convencional de água, o que representa um acréscimo médio de 6,5% na recuperação de óleo. Pode-se perceber também o comportamento com alternância mensal não apresenta oscilações, ele se mostra em uma curva constante semelhante com a recuperação convencional com a injeção de água, isso se deve ao fato que neste ciclo a pressão do reservatório não caiu de forma brusca como acontece quando se injeta muito tempo o gás.

Para explicar o aumento de produção obtido com o ciclo mensal do método IWAG em detrimento da injeção de água, a Figura 4 apresenta os mapas de saturação de óleo para estes dois métodos, ao final do período de produção.

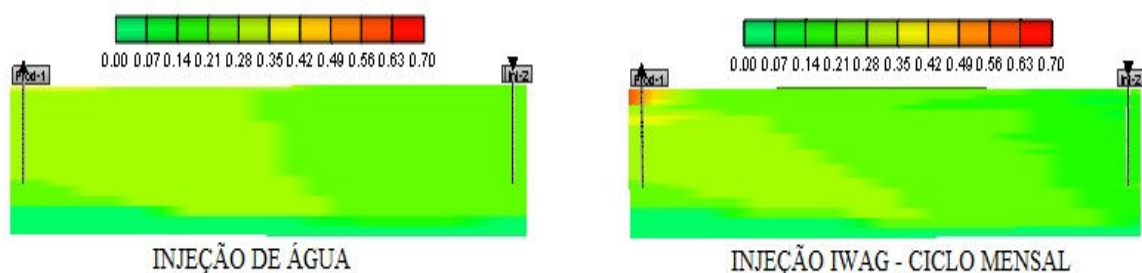


Figura 4. Comparativo entre a injeção de água e o IWAG ciclo mensal – Mapa de saturação de óleo

Através dos mapas de saturação de óleo, pode-se perceber que apesar da injeção de água apresentar um deslocamento do tipo pistão em relação ao óleo, mesmo quando se aumentou o volume de água injetada, a recuperação de óleo não aumentou de forma considerável, conforme visto na Tabela 4. Já em relação ao IWAG com ciclo mensal pode-se perceber um melhor varrido do topo do reservatório, em relação à injeção de água, devido à atuação do gás nesta área. Outro fator importante é a questão da água produzida entre estes dois métodos, mostrados na Figura 5.

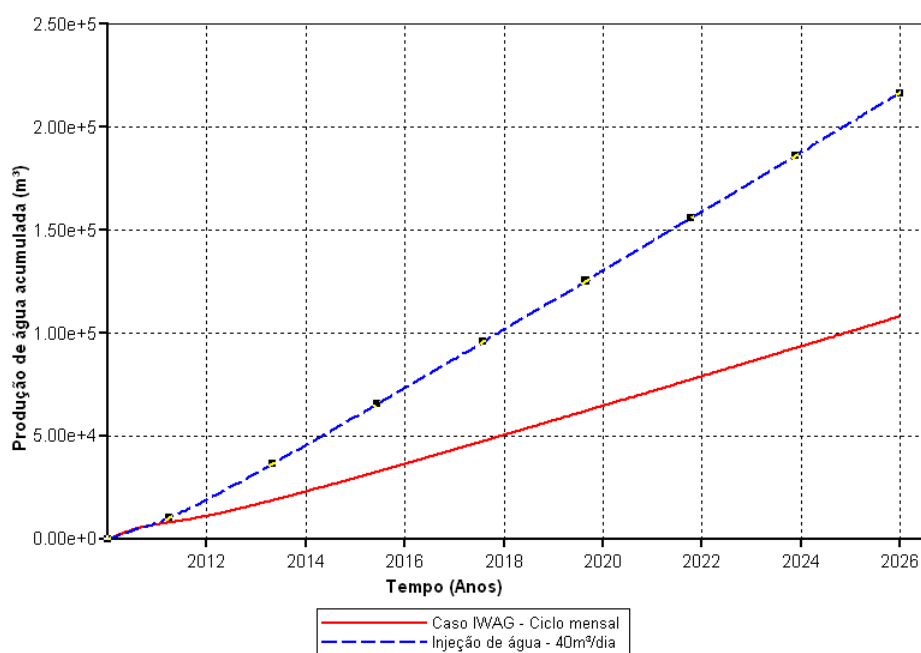


Figura 5. Gráfico de água produzida para a injeção de água e para o ciclo mensal

A injeção alternada de água e gás também reduz consideravelmente o volume de água produzida. Ao final do período de produção, o método IWAG produz um total de 108.030m³ de água, enquanto a injeção de água produz um total de 216.594m³, que corresponde aproximadamente ao dobro.

Conclusões

- Foi verificado que a vazão diária de 40m³ é a mais viável a se utilizar, devido que a partir desta os aumentos em termos de recuperações não foram consideráveis, o ocorre grandes aumentos de água produzida;
- Para o gás pode-se verificar que a partir da injeção diária de 3000 m³, a produção de óleo não aumentava de modo considerável, além de que os custos da injeção de gás são elevados.
- O ciclo com alternância mensal de água e gás foi o ciclo que retornou maior produção de óleo, maior inclusive que a injeção de água.
- A injeção de gás no ciclo do IWAG fez com que houvesse uma maior varredura do topo do reservatório em relação a injeção de água.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer ao PRH-ANP 14 pelo apoio financeiro, e ao PPGCEP-LEAP pelo apoio na execução deste trabalho.

Referências Bibliográficas

STONE H. L.; Vertical conformance in an alternating water-miscible gas flood. Society of Petroleum Engineers- 11130: Setembro, 1982.

ROSA A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

PINTO, T. A. *Estudo paramétrico da recuperação de óleo no processo de drenagem gravitacional com injeção de CO₂*. 2009.111f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia e Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

PETROBRAS MAGAZINE. (2010). *Edição especial de negócios: Pré-sal pra valer*. Ipsis. Rio de Janeiro