

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo paramétrico da injeção de CO₂ em reservatórios de óleos leves

AUTORES:

Caroline Suzy do Nascimento Garcia

Jennys Lourdes Meneses Barillas

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 paramétrico da injeção de CO₂ em reservatórios de óleos leves

Abstract

Oil reserves have certainty amount of energy called primary energy. When the production begins this energy is drained and this dissipation causes the well productivity to reduce and then it is necessary to use supplemental recovery methods. The Gas Assisted Gravity Drainage process (GAGD) was developed to increase the oil recovery factor. This method consists in injecting gas (carbon dioxide, methane, ethane, propane, nitrogen, etc) on the top of the reservoir which is linked to the natural gravitational segregation of the fluids, until it reaches an horizontal production well that is located in the basis of the reservoir. To study this recovery method (GAGD), a physical model was created to represent a light and homogeneous oil reservoir with some northeast Brazilian characteristics and a multi-component fluid model. The process was simulated by GEM software from CMG (Computer Modelling Group) in 20 years of project, which some operational parameters were analyzed as injection rate and injector well completion. The results demonstrated that the injection rate was the most influential factor considering the increase of the oil recovery factor, rising higher than 40% compared to the primary recovery. Another relevant result was the fact that after carbon dioxide's eruption the recovery stayed high even with the reduction of the injection rate, explaining why the injector well was closed in the first year and it was able to maintain its efficiency.

Introdução

As jazidas de petróleo possuem nas suas descobertas, certa quantidade de energia denominada de energia primária. À medida que o óleo vai sendo produzido, essa energia vai se esgotando por conta da descompressão dos fluidos e das resistências encontradas pelo mesmo ao fluir em direção ao poço produtor, e a necessidade de uma energia adicional é indispensável para manter a produtividade do poço em níveis satisfatórios.

A drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD) foi desenvolvida visando aumentar o volume de hidrocarbonetos recuperados nos reservatórios. Esse método consiste em injetar gás (CO₂, metano, etano, propano, nitrogênio, etc) no topo de um reservatório, aproveitando a segregação gravitacional natural dos fluidos, até um poço produtor horizontal que está na base do reservatório.

A utilização da injeção de gás como métodos de recuperação não apresenta um fator de recuperação satisfatório, pois esses processos não conseguiam superar o efeito negativo gerado pela segregação gravitacional natural dos fluidos do reservatório e dos injetados. Ao contrário do GAGD, que utiliza essa segregação natural dos fluidos a seu favor maximizando a produção de óleo, onde o gás é injetado no topo do reservatório e vai criando uma frente que vai expandindo e deslocando o óleo para baixo até um poço produtor horizontal que está na base do reservatório.

O presente trabalho utilizou a simulação numérica visando analisar o comportamento da produção de óleo com o método de recuperação GAGD a partir do desenvolvimento um modelo de fluido e a montagem de um reservatório de óleo leve com características do Nordeste Brasileiro. E assim, por meio de um simulador composicional alguns parâmetros operacionais foram analisados como vazão de injeção e completação do poço injetor, o processo foi simulado no programa comercial GEM da CMG (Computer Modelling Group) em 20 anos de projeto.

Metodologia

Foram utilizadas ferramentas computacionais na elaboração do modelo físico do reservatório no Builder e no modelo de fluido no Winprop.

Modelo de Fluido

Primeiramente o modelo de fluido, característico de bacia no Nordeste brasileiro, foi elaborado e ajustado em sete pseudo - componentes mostrados na Tabela 1, caracterizando um óleo leve.

Tabela 1 - Composição dos pseudo – componentes

Componente	Fração Molar	IC4 to NC5	0,07035
CO2_INJ	0,00	C6 to C10	0,470
N2	0,00058	C11 to C19	0,131
CO2 to CH3	0,00035	C20+	0,323

Modelo Físico do reservatório

Em seguida, o modelo de fluido é importado para o *Builder* e um modelo de reservatório homogêneo baseado em modelo de uma bacia do Nordeste brasileiro com forma retangular foi construído. A Tabela 2 apresenta as propriedades desse reservatório e suas dimensões.

Tabela 2 - Características do Reservatório

Característica	Valor	Característica	Valor
Número total de blocos	6720	Volume Original de água (m³ std)	1,31174 x10 ⁵
Dimensão em x (m)	100	Espessura da zona de óleo (m)	20
Dimensão em y (m)	300	Profundidade do reservatório (m)	489
Dimensão em z (m)	30	Porosidade (%)	28
Número de blocos em i (m)	21	Permeabilidade Horizontal, Kh (mD)	630
Número de blocos em j (m)	20	Permeabilidade Vertical, Kv (mD)	63
Número de blocos em k (m)	16	Compressibilidade da rocha (1/kPa)	2,0305 x10 ⁻⁶
Saturação inicial da água conata, Swc	0,28		

As dimensões e direções do modelo do reservatório numa visão em três dimensões, criado já no *Builder*, ilustram-se na Figura 1.

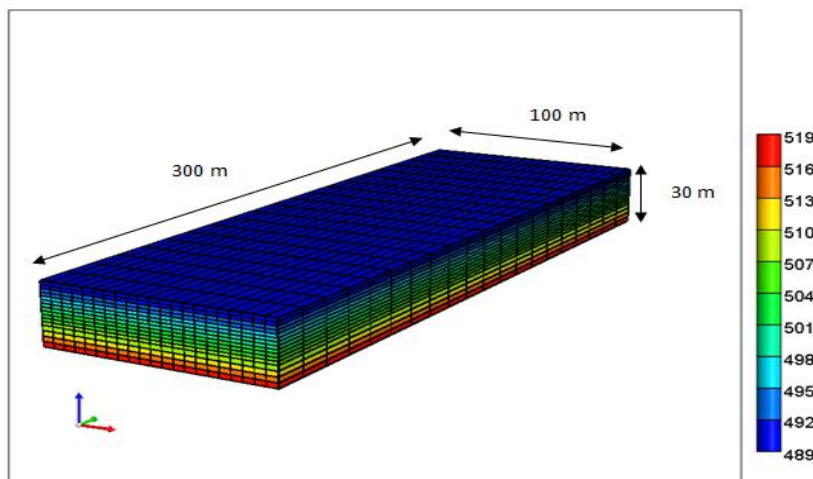


Figura 1 - Dimensões da malha retangular (Vista 3D)

Modelo de configuração estudado para o GAGD (Modelo Base).

Após a inserção dos dados de fluido e do modelo físico do reservatório, foi realizada a construção das malhas e a perfuração dos poços. Dos 30 metros de espessura, 20 metros são da zona de óleo e 10 metros da zona de água. A perfuração foi feita na zona de óleo, o poço produtor horizontal foi perfurado a uma distância considerável zona da água e o poço injetor horizontal foi perfurado duas camadas abaixo do topo do reservatório, na parte superior da zona de óleo afim de se maximar os efeitos da drenagem gravitacional dos fluidos ate o poço produtor localizado na parte inferior. A Figura 2, ilustra como os poços foram completados na malha e o refinamento feito nas zonas de óleo e de água, sendo a zona de óleo mais refinada que a da água.

Após a completação foi definido uma vazão de injeção para o CO₂ de 100 m³/dia, para uma análise inicial do processo de recuperação de hidrocarbonetos pelo método GAGD. O projeto estudado tem uma duração de 20 anos.

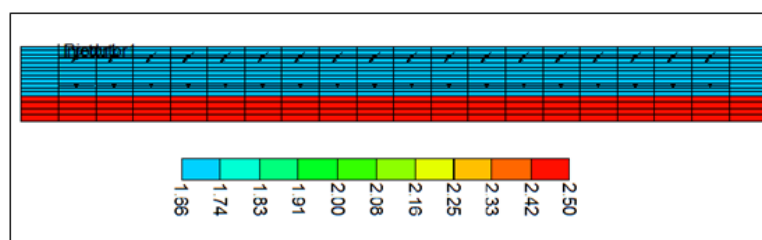


Figura 2- Esquema do Refinamento da malha e da completação do poço produtor e injetor

Descrição dos casos simulados

A partir da criação do modelo base alguns parâmetros operacionais foram modificados a fim de se avaliar a influência dos mesmos, são eles:

- Vazão de injeção do CO₂: 100, 5000, 20000, 50000 m³/dia;
- Completações do poço injetor: um poço injetor horizontal e dois, três e quatro injetores verticais.

Resultados e Discussão

O modelo base do GAGD foi comparado com o modelo de recuperação primária do reservatório visando comprovar a eficiência de recuperação deste método para o reservatório estudado. Um gráfico do fator de recuperação foi plotado, Figura 3, e claramente observa-se que a quantidade de óleo recuperada para o modelo com injeção de gás teve um acréscimo de 21,12% em relação à recuperação do modelo sem injeção.

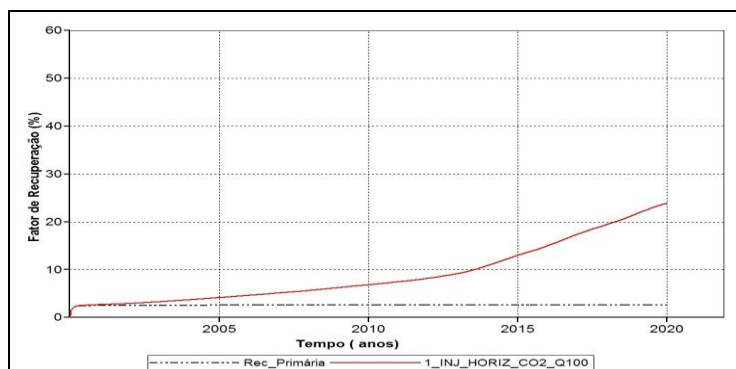


Figura 3 - Gráfico comparativo do fator de recuperação do modelo base e o modelo sem injeção de gás.

Este acréscimo se deve ao fato de que o gás injetado age no deslocamento do óleo e após o *breakthrough* o mecanismo de deslocamento dá lugar ao mecanismo de gravidade, onde a segregação vertical começa a ganhar força drenando os fluidos do topo para o fundo até poço horizontal para estes serem produzidos, sendo, portanto, mais eficiente que o modelo sem injeção.

Análise das Completações do Poço Injetor para Diferentes Vazões

Na procura dos melhores cenários do processo GAGD para obter o maior fator de recuperação de óleo possível e otimizar o processo, as configurações simuladas serão ilustrados neste tópico.

As configurações variam a vazão de injeção para uma determinada completção, a vazão de injeção do CO₂ variou de 100 a 50000 m³/dia e o poço injetor foi perfurado horizontalmente e verticalmente, variando a quantidade de poços. A Figura 4, ilustra como o FR se comportou para cada configuração.

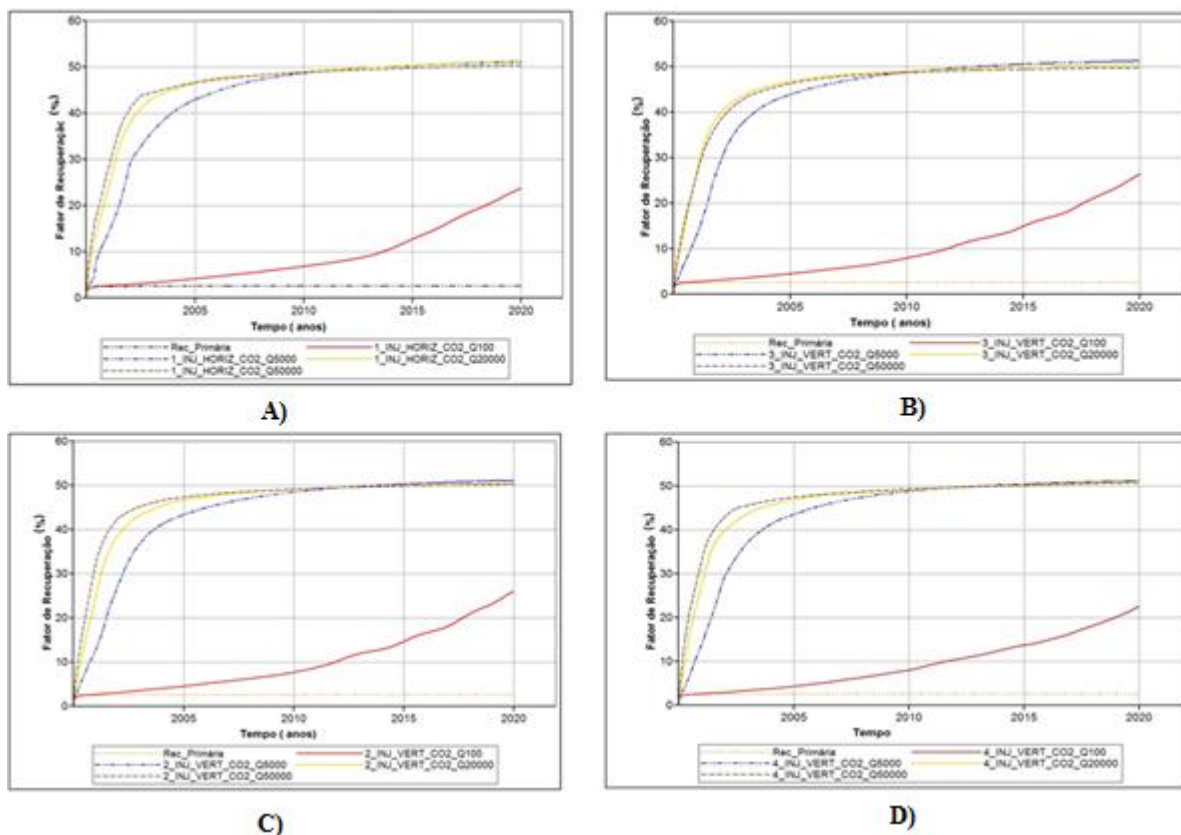


Figura 4: A) Configuração 01 com 1 Poço Injetor Horizontal. B) Configuração 03 com 3 Poços Injetores Verticais. C) Configuração 02 com 2 Poços Injetores Verticais. D) Configuração 04 com 4 Poços Injetores verticais.

As configurações foram analisadas e foi possível afirmar que nos primeiros anos de projeto é perceptível que para uma maior vazão há um maior volume de hidrocarbonetos recuperados, entretanto é notório que não há uma diferença significativa para a vazão de 20000 e a de 50000 m³/dia. Portanto, a vazão de 50000 m³/dia foi excluída da escolha do melhor cenário, já que, de acordo com os gráficos do fator de recuperação percebe-se que o reservatório atingiu um limite de produção e assim essa vazão mais alta não se torna viável por não apresentar um aumento no volume recuperado e possivelmente apresenta um maior custo.

Na análise do parâmetro completção do poço injetor não se pode inferir qual o melhor caso, pois a variação no fator de recuperação não chega a um ponto percentual para as diferentes completações.

Escolha do Melhor Cenário

A Tabela 3, mostra os casos estudados e foi ordenada em forma decrescente, com relação ao fator de recuperação (FR) de óleo para o 2,5º ano de projeto, visto que, para maiores vazões o fator de recuperação não tem uma variância significativa a partir do 5º ano.

Portanto, o melhor e o pior cenário foram escolhidos com base na variação do FR para o 2,5º ano. Na Tabela 3, estão destacados os casos 11 e 01 como melhor e pior caso, respectivamente.

Tabela 3 - Casos Simulados com Injeção de CO₂

Caso	Tipo de fluido injetado	Vazão de injeção (m ³ /dia)	Configuração do poço injetor	FR (%) 2,5º ano	FR (%) 10º ano	FR (%) 15º ano	FR (%) 20º ano
16	CO ₂	50000	4 Inj. Vertical	44,61	49,22	50,1	50,7
14	CO ₂	50000	2 Inj. Vertical	43,8	49,06	49,8	50,19
13	CO ₂	50000	1 Inj. Horizontal	43,38	48,8	49,74	50,35
→ 11	CO ₂	20000	3 Inj. Vertical	41,78	48,94	49,87	50,44
12	CO ₂	20000	4 Inj. Vertical	41,66	49,06	50,22	51
10	CO ₂	20000	2 Inj. Vertical	41	49,01	49,87	50,37
15	CO ₂	50000	3 Inj. Vertical	40,6	48,65	49,35	49,69
9	CO ₂	20000	1 Inj. Horizontal	40,59	48,9	50,35	51,27
7	CO ₂	5000	3 Inj. Vertical	33,8	48,74	50,5	51,24
8	CO ₂	5000	4 Inj. Vertical	33,04	48,77	50,4	51,15
5	CO ₂	5000	1 Inj. Horizontal	32,2	48,65	50,31	51,05
6	CO ₂	5000	2 Inj. Vertical	31,93	48,48	50,21	51,07
3	CO ₂	100	3 Inj. Vertical	3,29	7,91	14,97	26,38
2	CO ₂	100	2 Inj. Vertical	3,24	7,67	14,7	26,05
4	CO ₂	100	4 Inj. Vertical	3,1	8,01	13,69	22,58
→ 1	CO ₂	100	1 Inj. Horizontal	3,08	6,83	12,73	23,72

Nessa escolha do melhor cenário outros casos com uma menor vazão de injeção se destacam quando o fator de recuperação no 20º ano é analisado, onde a vazão de 5000 m³/dia consegue recuperar uma quantidade considerada de hidrocarbonetos tanto quanto na recuperação do caso 11 e isto acarretaria numa provável redução de custos. Contudo esse fato só pode ser confirmado por meio de uma análise econômica já que essa vazão de 5000 m³/dia só se torna melhor que o caso 11 a partir do 10º ano de projeto.

Para entender fisicamente a escolha dos casos, figuras em 3D foram gerados para ilustrar os casos 1 e 11 e analisando a influência de cada caso no reservatório.

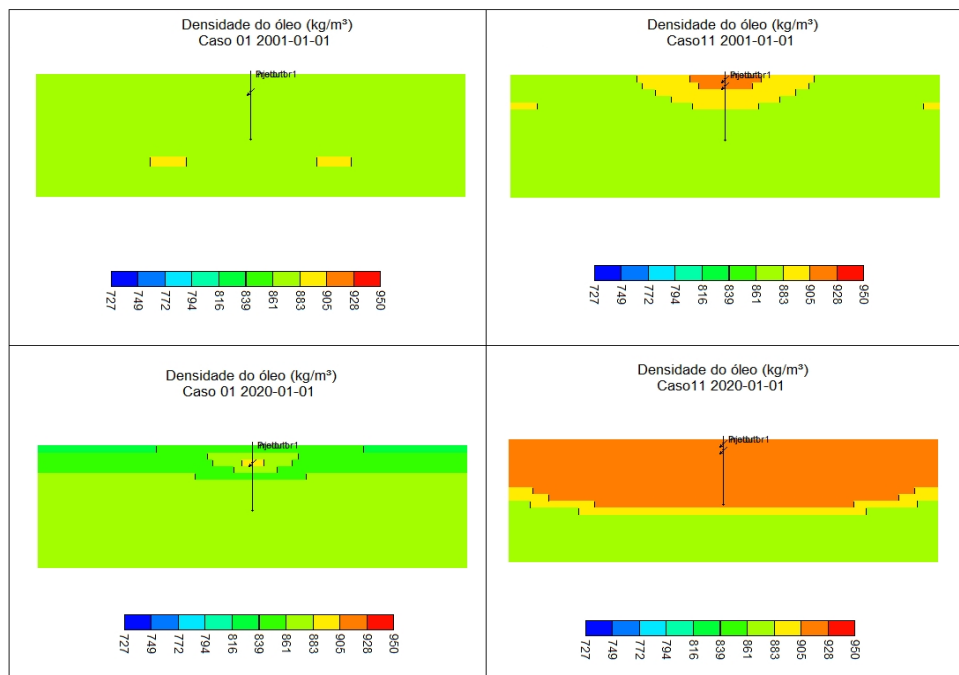


Figura 5- Perfil de densidade casos 11 e 01 para o 1º e o 20º ano de Projeto

Através do perfil de densidade, Figura 5, é possível observar que a densidade para o caso 11 tem um acréscimo no seu valor bem acentuado em relação ao caso 01 com o passar do tempo, isto confirma o elevado FR do caso 11. Esse aumento da densidade para o perfil do caso 11 se deve ao fato de que sua produção elevada faz com que as frações leves de hidrocarbonetos sejam produzidas mais rapidamente e o óleo residual que não vai sendo produzido é da fração mais pesada, por este motivo que se observa o aumento da densidade no perfil do caso 11 para os diversos anos.

Esse caso foi escolhido como o melhor cenário levando em conta o fator de recuperação para os primeiros anos de projeto, entretanto não se pode desconsiderar o fato de que a vazão de 5000 m³/dia também apresentou uma boa recuperação, isto se justifica pelo fato de que o GAGD é um processo de drenagem gravitacional e assim após a erupção do gás injetado a produção passa a ser dominada pela força gravitacional mantendo a recuperação elevada mesmo com uma vazão de injeção reduzida. Com isso, novas simulações para o caso 11 foram realizadas parando de injetar CO₂ após a erupção desse gás que ocorre no primeiro ano de projeto, a Figura 6 confirma o fato de que a produção tem apenas uma leve queda após o fechamento do poço.

Após a erupção do gás a força viscosa perde espaço para a força gravitacional, por isso que é interessante fechar o poço injetor após esse período. A Figura 6, mostra a produção acumulada do reservatório e claramente se percebe que a queda na produção após o fechamento do poço é irrisória, sendo assim é mais viável fechar o poço após o primeiro ano de projeto.

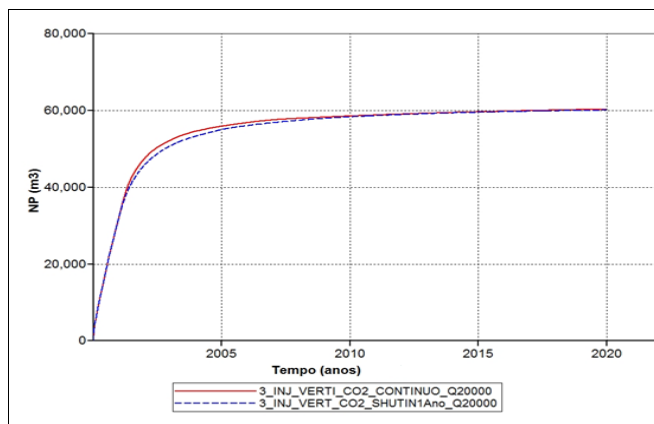


Figura 6- Gráfico de Produção Acumulada de óleo para injeção contínua e Shut in.

Conclusões

De posse dos resultados obtidos, pode-se aferir que:

- Em geral, o modelo estudado do GAGD apresentou um incremento na recuperação em torno de 50% em relação à recuperação primária do reservatório.
- Os parâmetros estudados, vazão de injeção e completação do poço produtor, tiveram sua relevância no projeto. O parâmetro vazão de injeção foi o mais relevante na otimização desse processo e o parâmetro completação do poço injetor o de menor relevância por não inferir significativamente no fator de recuperação.
- Na escolha do melhor cenário, encontrou-se injetando 20000 m³/dia de CO₂, com três poços dispostos verticalmente, um fator de recuperação muito próximo aos casos com vazão de 50000 m³/dia, sendo, portanto o de 20000 m³/dia o melhor cenário.
- Observou-se que após a erupção do gás injetado a força gravitacional é a mais atuante e assim se torna mais interessante fechar o poço injetor, mantendo uma elevada recuperação.

Agradecimentos

A CMG (*Computer Modelling Group*) pela licença concedida a UFRN e a Petrobras pelo apoio financeiro por meio de bolsas de estudo.

Referências Bibliográficas

- BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses - *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*, Natal-RN, 2005.
- BAUTISTA, E. V. - *Análise Paramétrica da simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010. Natal-RN.
- PINTO, T. A. - *Estudo Paramétrico da Recuperação de Óleo no Processo de Drenagem Gravitacional com Injeção de CO₂*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009. Natal-RN.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- RUIZ, C. P. A. - *Estudo Comparativo da Injeção de Água Usando Poços Verticais e Horizontais*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012. Natal-RN.
- THOMAS, J. E. et al. *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.