

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DA APLICAÇÃO DA INJEÇÃO SIMULTÂNEA DE ÁGUA E GÁS (SWAG) A UM RESERVATÓRIO COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

AUTORES:

¹Bruno Alves de Oliveira, ²Antonio Robson Gurgel, ³Edson de Andrade Araújo, ⁴Marcos Allyson Felipe Rodrigues, ⁵Anthony Andrey Ramalho Diniz

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Ciências do Mar, Universidade Federal de São Paulo, ²Centro de Engenharias, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, ³Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Pará, ⁴Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ⁵Departamento de Ciências do Mar, Universidade Federal de São Paulo

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

ESTUDO DA APLICAÇÃO DA INJEÇÃO SIMULTÂNEA DE ÁGUA E GÁS (SWAG) A UM RESERVATÓRIO COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Abstract

In 2006, Petrobras announced the discovery of the Tupi field in the Santos Basin, which concentrates a large amount of oil below the salt layer known as the pre-salt layer. This discovery has large volumes of light oil (28° to 30° API), with a high gas content, close to the most important consumer centres in the Southeast of Brazil and having the formation tests of the first wells showed high flows, without indicating barriers. Although this discovery is very important, Petrobras and its partners recognize that it represents a challenging scenario, being located around 300km from the coast, in adverse conditions for its production. Examining possible enhanced oil recovery (EOR) methods, for those conditions, it was considered that the presence of carbon dioxide (CO₂) could be advantageous, if combined with seawater, in the water-alternating-gas (WAG) injection processes, which began to be seen as good choice. In this context, this research aimed at evaluating the technique of Simultaneous Water Alternating Gas (SWAG) in reservoirs similar to those ones found in the Brazilian pre-salt. To reach this goal, it was modelled a light oil, reproducing characteristics similar to those ones found in the Brazilian pre-salt, and a homogeneous and semisynthetic reservoir, based on the average characteristics of the carbonate rocks found in that region, producing oil through a five-spot configuration, in a project time of 12 years. At first, it was performed tests by injecting only water, first, and only CO₂, later. Based on those tests, it was tested the SWAG process. At the end, it was verified that the simultaneous injection of water and gas may be an option for the use of the produced water and CO₂, since its application results in greater oil production, if compared to only injecting water, but it is not efficient as the application of CO₂ injection, individually, when considering the final project time. However, in the latter case, the application of SWAG results in an anticipation of oil production, which may prove be quite advantageous, in economic terms. In the next step, it is planned to verify the results of the SWAG application in a heterogeneous, anisotropic and larger reservoir, in order to make feasible the investigation of its economic feasibility of application.

Introdução

A Petrobras anunciou, em 2006, a descoberta do campo de Tupi, atual campo de Lula, na Bacia de Santos, a cerca de 300 km da costa, em águas ultra profundas (maior que 2.000m), com grande quantidade de petróleo, numa extensa área imediatamente abaixo da espessa camada de sal (superior a 2.000m), denominado pré-sal. Os testes de formação dos primeiros poços apresentaram altas vazões de óleo leve (28° a 30° API), com alto conteúdo de CO₂ (8% a 12%) e com alta razão gás-óleo (RGO) - maiores que 200m³/m³ na área de Tupi. Este cenário é desafiador, haja vista a profundidade dos reservatórios carbonáticos profundos (com mais de 5.000m) e em condições mais severas do que a Bacia de Campos, sobretudo com a vantagem de não possuir indicação de barreiras e pela proximidade dos centros consumidores mais importantes do Sudeste brasileiro (AGÊNCIA PETROBRAS, 2006; BELTRÃO *et al.*, 2009; GALP ENERGIA, 2010).

Nesse contexto, foi feito um levantamento sobre os métodos de recuperação avançada (EOR - *enhanced oil recovery*) que pudessem servir como opções em campos do pré-sal, considerando a presença abundante de CO₂, como passivo ambiental e a estratégia de não descartá-lo, combinada à alta RGO do fluido no reservatório, e a grande quantidade de água disponível no ambiente *offshore*.

A injeção de água tem como o objetivo deslocar o óleo existente no reservatório em direção aos poços produtores, aumentando o percentual recuperável, em relação aos mecanismos primários de recuperação. A injeção miscível de CO₂ também provoca o deslocamento do óleo, uma vez que, quando

injetado a pressões suficientemente elevadas, causa vaporização e inchamento do óleo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Todavia, a injeção de CO₂ não recupera todo o óleo que se mistura ao gás, deixando um resíduo de asfalto que preenche cerca de 5% do volume poroso e este método é mais eficaz para óleos com grau *API* acima de 25 (SATTER; IQBAL, 2016). Alvarado e Manrique (2010) ressaltam que o pré-sal brasileiro possui boas propriedades de reservatório, com alta permeabilidade vertical, assegurando uma boa estabilidade na injeção de água, enfatizando que a injeção alternada de gás e água é uma alternativa para esta região.

Não obstante, a injeção simultânea de água e gás (SWAG) é um processo melhorado de recuperação, em que o CO₂ é misturado à água e essa mistura é então injetada como fluido de duas fases (NANGACOVIE, 2012). Para melhorar a recuperação de óleo, este processo é uma alternativa, atenuando problemas como o avanço precoce do CO₂, quando esse gás é injetado individualmente. Assim, o SWAG torna-se uma importante opção para aumentar a eficiência de varredura do óleo, ao melhorar a frente de deslocamento (ALGHARAIB, 2007). Além disso, a salinidade da água do mar torna a viscosidade da mistura água-CO₂ ideal para o processo SWAG (GONG; GU, 2015).

O objetivo deste estudo foi comparar três diferentes métodos de recuperação avançada envolvendo água e gás carbônico (CO₂): injeção água, injeção miscível de CO₂ e injeção simultânea (SWAG), em um modelo de reservatório com características médias do pré-sal brasileiro, uma vez que não foram encontrados estudos na literatura mencionando a aplicação do SWAG nos referidos campos.

Metodologia

Para a realização desse estudo, foi utilizado como base o fluido indicado no trabalho de Moortgat *et al.* (2010), que é descrito como um óleo leve, rico em CO₂ (8% molar), semelhante aos encontrados na camada pré-sal brasileira (MOGHADAMZADEH *et al.*, 2013). Os componentes foram agrupados em pseudocomponentes, no mesmo esquema de pseudoização proposto por Moortgat *et al.* (2010), para minimizar custos computacionais. O fluido foi modelado utilizando o *software* Winprop, desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*) como representado na Tabela 1. Todas as simulações foram realizadas considerando um tempo de projeto de 12 anos e utilizando o simulador composicional GEM (parte da CMG Suite).

Tabela 1. Componentes do óleo.

(Pseudo) componentes	Fração molar inicial
CO ₂	0,0824
N ₂ + C ₁	0,5166
C ₂	0,0707
C ₃	0,0487
C ₄ -C ₅	0,0414
C ₆ -C ₉	0,0656
C ₁₀ -C ₁₄	0,0613
C ₁₅ -C ₁₉	0,0371
C ₂₀ +	0,0762

O reservatório foi modelado como sendo homogêneo, com área de 200 m x 200 m, com espessura de 26 m (sendo a zona de óleo de 20 m e zona de água de 6 m). A Figura 1 é uma representação 3D do reservatório, com 22.103 blocos, mostrando as dimensões do modelo e a localização dos poços produtor e injetores, distribuídos em uma configuração *five-spot*. Todos os poços foram completados nas primeiras 10 camadas. Outras características do sistema são mostradas na Tabela 2.

As simulações foram realizadas em um sistema com um aquífero finito e não atuante. No total, foram realizadas 15 simulações, com três diferentes vazões de injeção de água ($Q_{w1} = 50 \text{ m}^3/\text{dia}$ (Água 1); $Q_{w2} = 100 \text{ m}^3/\text{dia}$ (Água 2); $Q_{w3} = 150 \text{ m}^3/\text{dia}$ (Água 3)), três diferentes vazões de injeção de gás ($Q_{g1} = 4.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ (Gás 1); $Q_{g2} = 12.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ (Gás 2); $Q_{g3} = 20.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ (Gás 3)), e nove diferentes combinações das vazões de injeção de água e gás ($Q_{w1g1} = (\text{SWAG } 1)$; $Q_{w2g1} = (\text{SWAG } 2)$; $Q_{w3g1} = (\text{SWAG } 3)$; $Q_{w1g2} = (\text{SWAG } 4)$; $Q_{w2g2} = (\text{SWAG } 5)$; $Q_{w3g2} = (\text{SWAG } 6)$; $Q_{w1g3} = (\text{SWAG } 7)$; $Q_{w2g3} = (\text{SWAG } 8)$; $Q_{w3g3} = (\text{SWAG } 9)$).

Figura 1. Modelo 3D do reservatório.

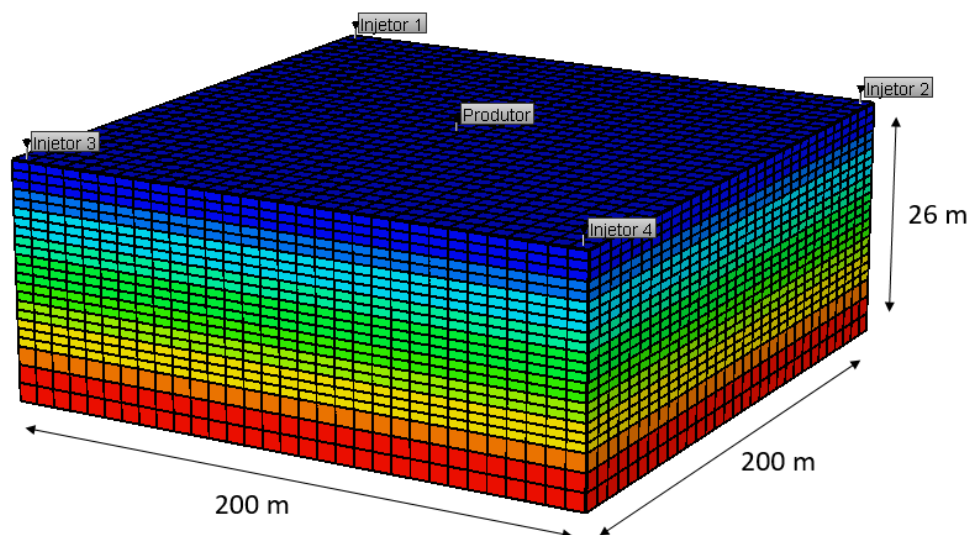


Tabela 2. Propriedades do reservatório e parâmetros operacionais.

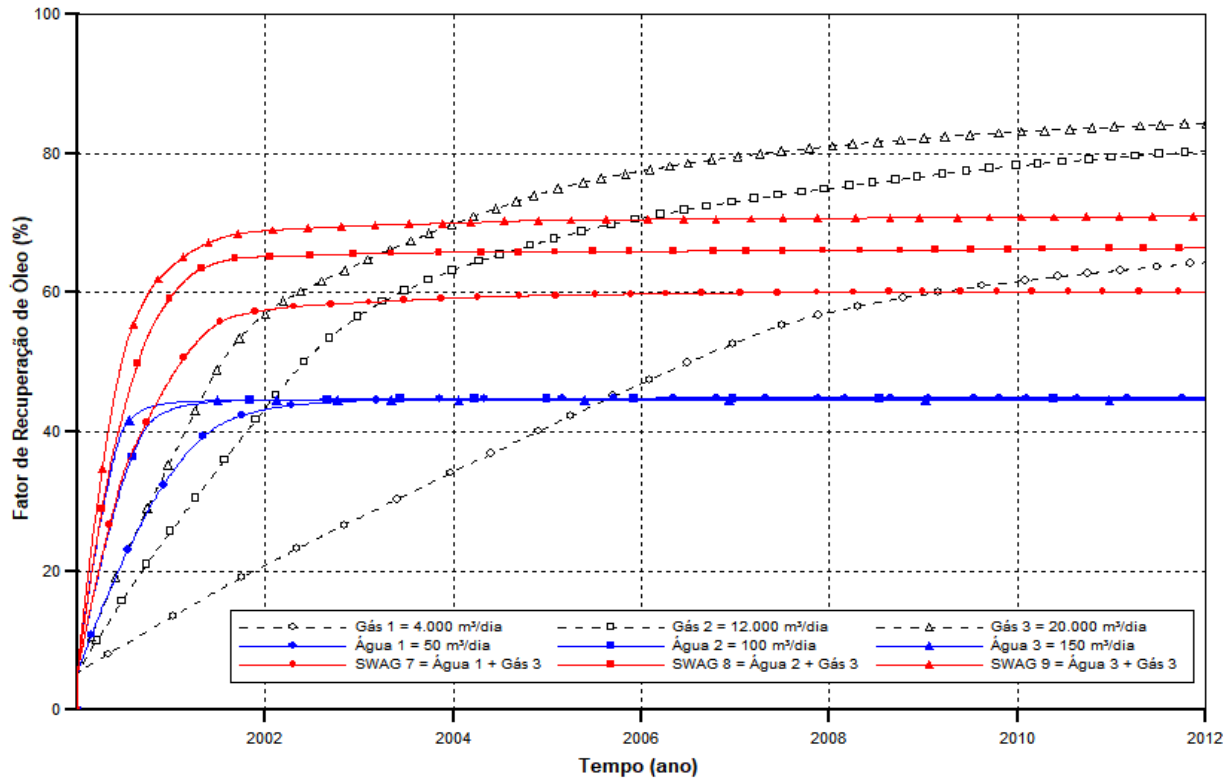
Propriedades do reservatório	Valores
Área, m^2	200 x 200
Espessura da zona de óleo, m	20
Profundidade do reservatório	5.312
Contato água-óleo, m	5.332
Número de blocos i, j, k	31, 31, 23
Permeabilidade horizontal (K_h), mD	500
Permeabilidade vertical (K_v), mD	50
Porosidade, %	11
Saturação de água conata	0,41
Saturação de óleo	0,59
Pressão inicial no topo do reservatório, MPa	61,4
Volume de óleo <i>in place</i> , m^3	27.821,00
Pressão máxima de injeção, MPa	75,84
Pressão mínima de produção, MPa	38,61

Resultados e Discussão

Os desempenhos dos métodos de injeção de CO_2 e água, individualmente, foram comparados com o método SWAG. A Figura 2 mostra o fator de recuperação de óleo, para cada um dos três tipos de injeção (água, CO_2 e SWAG). Com relação à injeção de água, observa-se que a recuperação de óleo se dá mais rapidamente do que com a injeção de CO_2 , porém, atinge um limite de aproximadamente 45%, que é o limite imposto pela permeabilidade relativa ao óleo, em função das características do reservatório carbonático modelado, como também mencionado por Diniz *et al.* (2016).

É possível observar também que o CO_2 é mais eficiente na recuperação do óleo, quando analisado o tempo total de projeto (12 anos). Isto acontece porque a injeção de gás, quando acima da pressão mínima de miscibilidade (PMM), faz com que o gás se misture ao óleo, que aumenta de volume, reduz sua viscosidade e também a saturação residual de óleo (ORR, 2005). Na Figura 2 estão representados somente os três melhores resultados do método SWAG.

Figura 2. Fator de recuperação de óleo percentual, injetando água e CO_2 em reservatório com óleo leve.



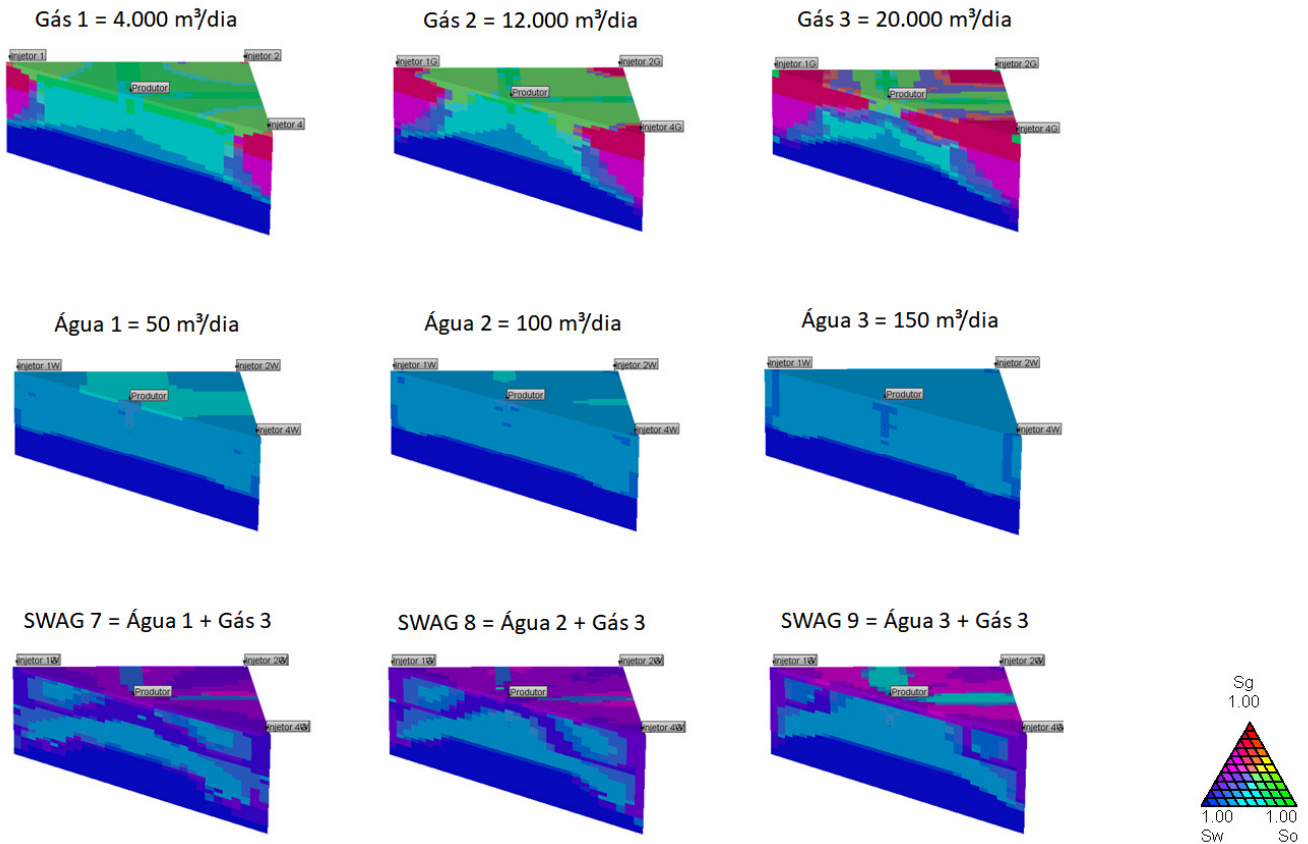
A partir do segundo ano de injeção simultânea de água e gás, os fatores de recuperação de óleo praticamente estabilizam (SWAG 7 = 60%; SWAG 8 = 66% e SWAG 9 = 70%). Porém, para as injeções de CO_2 , os percentuais de recuperação continuam crescentes, até a data final da simulação (Gás 1 $\approx$ 64%; Gás 2 $\approx$ 80%; Gás 3 $\approx$ 84%), indicando que, apesar de mais lenta, a injeção de CO_2 recupera percentuais consideravelmente superiores às injeções de água e maiores que o SWAG.

A Figura 3 agrupa os diagramas ternários (água, gás e óleo), obtidos para os melhores casos de cada método, após 2 anos de injeção. Esse é o tempo a partir do qual os percentuais de recuperação de óleo, no método SWAG, praticamente estabilizam. As imagens possibilitam visualizar bolsões de gás formados ao redor dos poços injetores, quando se injeta CO_2 isoladamente, criando um eficiente mecanismo de deslocamento do óleo, em direção ao poço produtor, mas que tendem a formar caminhos preferenciais na parte superior do reservatório, conforme evidenciado para o caso de maior vazão (Gás 3). As imagens da injeção isolada de água, por sua vez, sugerem que a água preenche todos os espaços porosos do reservatório e zona de óleo (Água 3), mas possui um mecanismo limitado para a recuperação de óleo, com menor eficiência em vencer os esforços viscosos e capilares, quando comparado com os demais métodos.

As imagens das injeções SWAG mostram um terceiro comportamento, no qual o CO_2 injetado não forma um bolsão de gás citado anteriormente, ao redor dos poços injetores. Além disso, uma corrente formada por combinação da água injetada com o gás parece se deslocar por caminhos preferenciais formados na região mais central do reservatório, tornando importante aprofundar, em

futuros estudos, o estudo dos mecanismos que atuam nesse processo, buscando minimizar esse efeito e tornar o método mais eficiente.

Figura 3. Saturação ternária (água, gás e óleo) após 2 anos de injeção de CO₂, injeção de água e SWAG.



Embora o processo de injeção simultânea de água e CO₂ (SWAG) se mostre vantajoso, existem algumas restrições quanto à sua aplicação, tais como a suscetibilidade de tubos e equipamentos à corrosão, uma vez que o CO₂ misturado à água pode formar ácido carbônico (AWAN et al., 2008). A presença de CO₂ também pode favorecer a formação de hidratos, o que se traduz em preocupação na indústria, principalmente em termos da garantia de escoamento (LIRIO, 2012).

Conclusões

A injeção SWAG pode ser uma opção para o aproveitamento da água e do CO₂ produzidos nos reservatórios do pré-sal brasileiro, uma vez que sua aplicação resulta em maior produção de óleo, quando comparada apenas com a injeção de água.

Quando comparado com a injeção apenas de CO₂, verifica-se que o SWAG proporciona uma antecipação da produção, uma vez que alcança patamar próximo ao seu pico de produção já no segundo ano de projeto. O melhor caso da aplicação apenas de CO₂ (Gás 3) só ultrapassa a produção do SWAG no quarto ano, o que pode comprometer o valor presente líquido (VPL) do investimento, na comparação com o SWAG, mas que precisaria ser avaliado para comprovação.

O próximo passo será verificar o resultado da aplicação do SWAG em um reservatório heterogêneo, anisotrópico, e com maiores dimensões, para também viabilizar a investigação de sua viabilidade econômica. Da mesma forma, é sabido que a mistura de CO₂ e água pode levar à formação

de ácido carbônico, o que poderia comprometer a durabilidade dos equipamentos dos poços, mas cujo efeito também poderá ser investigado em estudos futuros.

Agradecimentos

À CMG (*Computer Modeling Group Ltd.*), pelo suporte técnico e *software*; ao Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues, por permitir o acesso remoto ao *software* de simulação numérica, que viabilizou o presente trabalho.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA PETROBRAS. 2006: descoberta do pré-sal. Disponível em: <<http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-2000-momento-44.php>>. Acesso em: 20 Jul. 2017.

ALGHARAIB, M. K.; GHARBI, R. B.; MALALLAH, A.; AL-GHANIM, W. Parametric investigations of a modified SWAG injection technique. In: SPE MIDDLE EAST OIL AND GAS SHOW AND CONFERENCE, 2007, Manama.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, v.3, n.9, p.1529–1575, 2010.

AWAN, A.; TEIGLAND, R.; KLEPPE, J. A survey of North Sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the years 1975 to 2005. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, v.11, n.3, p.22–26, 2008.

BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES NETTO, J. R.; HENRIQUES, C. C. D. Challenges and new technologies for the development of the pre-salt cluster, Santos Basin, Brazil. In: 2009 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston.

BERGE, L. I.; STENSEN, J. A.; CRAPEZ, B.; QUALE, E. A. SWAG injectivity behavior based on Siri field data. In: SPE/DOE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 2002, Tulsa.

DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO, E. A.; GURGEL, A. R.; BRAGA, G. S.; RODRIGUES, M. A. F. Numerical simulation of water-alternating-gas (WAG) in a light oil reservoir. *Petroleum Science and Technology*, v.34, n.11–12, p.1062–1067, 2016.

GALP ENERGIA. Relatório de Contas. 2010. Disponível em: <<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/Documents/RelatorioContas2010PT.pdf>>. Acesso em: 18 Jul. 2017.

GONG, Y.; GU, Y. Miscible CO₂ Simultaneous Water-And-Gas (CO₂ -SWAG) Injection in the Bakken Formation. *Energy Fuels*, v.29, n.9, p.5655–5665, 2015.

LIRIO, C. F. S. *Hidrato gasoso de dióxido de carbono: armazenamento, cinética e efeitos de aditivos*. 2012. 109 f. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Química), Programa de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MOGHADAMZADEH, H.; MAGHSOODLOORAD, H.; ZARABPOUR, A.; HEMMATI, A.; SHAHSAVARI, S.; SHAHSAVARI, S. Impact of lumping techniques for fluid characterization in gas condensate reservoir. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, v.7, n.1, p. 320–333, 2013.

MOORTGAT, J.; FIROOZABADI, A.; LI, Z.; ESPÓSITO, R. Experimental coreflooding and numerical modeling of CO₂ injection with gravity and diffusion effects. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2010, Florence.

NANGACOVIE, H. L. M. *Application of WAG and SWAG injection techniques in Norne E-Segment*. 2012. Disponível em: <<http://www.divaportal.org/smash/get/diva2:589680/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 14 Ago. 2017.

ORR, F. M. *Theory of Gas Injection Processes*. 2005. Disponível em: <http://abollegend.persiangu.com/.ObUFQDLwko/Theory_of_Gas_Injection_Processes_-_Franklin.pdf>. Acesso em: 13 Ago. 2017.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2006.

SATTER, A.; IQBAL, G. M. *Reservoir engineering: the fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries*. Elsevier, 2016.