



HOLOS

ISSN: 1518-1634

holos@ifrn.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e

Tecnologia do Rio Grande do Norte

Brasil

Nandi Formetin, Helena; B. Z. L. Moreno, Rosangela; J. Schiozer, Denis
INJEÇÃO ALTERNADA ÁGUA--GÁS CO₂: INFLUÊNCIA DE CARACTERÍSTICAS DE
RESERVATÓRIO E DE PARÂMETROS OPERACIONAIS

HOLOS, vol. 1, 2017, pp. 306-315

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte
Natal, Brasil

Disponível em: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=481554844026>

- ▶ Como citar este artigo
- ▶ Número completo
- ▶ Mais artigos
- ▶ Home da revista no Redalyc

redalyc.org

Sistema de Informação Científica

Rede de Revistas Científicas da América Latina, Caribe, Espanha e Portugal
Projeto acadêmico sem fins lucrativos desenvolvido no âmbito da iniciativa Acesso Aberto

INJEÇÃO ALTERNADA ÁGUA-GÁS CO₂: INFLUÊNCIA DE CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIO E DE PARÂMETROS OPERACIONAIS

Helena Nandi Formentin¹; Rosangela B. Z. L. Moreno², Denis J. Schiozer³

Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica

hnandi@dep.fem.unicamp.br¹

Submetido em 25/09/2016 - Aceito 07/03/2017

DOI: 10.15628/holos.2017.5131

RESUMO

Injeção alternada de água e gás (WAG) é proposta para melhorar a eficiência de varredura do óleo em relação à injeção contínua de gás ou água. Recentemente, a injeção WAG-CO₂ ganhou notoriedade por diversas razões, entre elas a possibilidade de (1) melhorar a recuperação do óleo por proporcionar uma condição próxima a de miscibilidade ou de miscibilidade no reservatório, (2) utilizar o gás CO₂ associado à produção de óleo para reinjeção, e (3) armazenar um gás de efeito estufa. O principal objetivo desse estudo é examinar a influência de características de reservatório e parâmetros operacionais no processo WAG-CO₂ a fim de introduzir a dinâmica desse processo no contexto dos desafios atuais. Doze tópicos principais foram analisados: seis características do reservatório, que possuem grau de incerteza relacionado com a

maturidade do reservatório; e seis parâmetros operacionais, que são controlados pelos operadores. As pesquisas recentes mostram um melhor entendimento da distribuição e do comportamento dos fluidos em reservatório como o caso do fenômeno de histerese, entretanto, dados experimentais ainda são críticos para a modelagem direta do comportamento trifásico. Dentre os parâmetros operacionais, o controle sobre a pressão e sobre a formação de escala é fator crítico para a melhora da recuperação e para a manutenção da injetividade e da produtividade dos poços. Faixas usuais de aplicação para alguns parâmetros foram levantadas. Conclui-se com uma lista das principais referências recentes estudadas sobre o tema, que podem fundar estudos mais aprofundados sobre os temas específicos.

PALAVRAS-CHAVE: Injeção Alternada Água – Gás CO₂, Condições de Reservatório, Parâmetros Operacionais.

WATER-ALTERNATING-GAS-CO₂ INJECTION: INFLUENCE OF RESERVOIR CHARACTERISTICS AND OPERATING PARAMETERS

ABSTRACT

Water-Alternating-Gas-CO₂ injection (WAG-CO₂) is a technique to improve the oil sweep efficiency compared to gas or water continuous injection. Recently, WAG-CO₂ injection gained notoriety for various reasons, including the possibility of (1) improving oil recovery by providing a condition of miscibility or close to miscibility in the reservoir; (2) using the CO₂ gas associated with the production oil for reinjection; and (3) storing a greenhouse gas. The main objective of this study is to examine the influence of reservoir characteristics and operational parameters in WAG-CO₂ process to introduce its dynamics in the context of the current challenges. Twelve main topics are analyzed: six characteristics of the reservoir, which have degrees of

uncertainty related to the maturity of the reservoir; and six operational parameters, which are controlled by operators. Recent research shows a better understanding of the distribution and behavior of reservoir fluids as the case of hysteresis phenomenon. However, experimental data are also critical to the direct modeling of phase behavior. Among the operating parameters, control over the pressure and the formation of scale is critical for the improvement of recovery and for the maintenance of injectivity and productivity of the wells. Usual application ranges for some parameters have been raised. It concludes with a list of key recent references on the subject which can support more in-depth studies on specific topics.

KEYWORDS: Water-Alternating-Gas-CO₂ injection (WAG-CO₂), Reservoir Characteristics, Operational Parameters.

1 INTRODUÇÃO

A melhora do fator de recuperação do processo de injeção alternada de água e gás (WAG) está entre 5 e 10% em relação à injeção contínua de água (Christensen, Stenby, & Skauge, 2001). A injeção WAG (Figura 1) foi originalmente proposta para aumentar a área de varredura do óleo em relação à injeção contínua de gás.

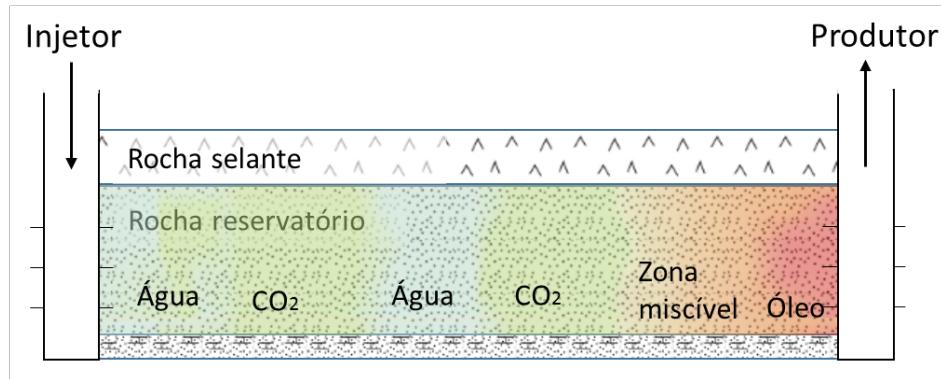


Figura 1: Injeção WAG-CO₂ miscível.

Diversas variantes já foram aplicadas, incluindo o uso de diferentes gases (WAG-HC, WAG-CO₂, WAG-N₂); injeção simultânea (SWAG); injeção WAG híbrida (HWAG) e injeção auxiliada por espuma (FAWAG). Aborda-se recentemente, a injeção alternada de água de baixa salinidade e gás CO₂ (LS-WAG-CO₂) (Teklu, Alameri, Graves, Kazemi, & Al-Sumaiti, 2016) e a injeção alternada nanofluido e gás (NWAG) (Moradi, Pourafshary, Jalali, Mohammadi, & Emadi, 2015).

A injeção de CO₂ no reservatório a pressões próximas ou acima da condição de miscibilidade óleo-gás promove um maior deslocamento microscópico do óleo devido à redução da tensão interfacial entre as fases de óleo e de gás. A injeção alternada da água melhora a varredura e estabiliza a frente de gás, melhorando a recuperação de óleo.

Injeção WAG-CO₂ tem se mostrado uma alternativa viável para recuperação de óleo em aplicações marítimas com limitações de manipulação, armazenamento e exportação do gás produzido, como no caso do campo Lula, no pré-sal brasileiro (Pizarro & Branco, 2012). A técnica também tem sido considerada como uma alternativa para armazenamento de carbono (Agada, Geiger, & Doster, 2016).

O principal objetivo deste estudo é examinar o impacto de características de reservatório e parâmetros operacionais no processo WAG-CO₂, a fim de introduzir a dinâmica do processo ao público de estudantes de diferentes áreas dentro da engenharia de petróleo.

2 METODOLOGIA

Considerando-se métodos específicos de revisão bibliográfica (Conforto, Amaral, & Silva, 2011), dividiu-se o foco do estudo em dois grupos: (a) características de reservatório; e (b) parâmetros operacionais (Tabela 1). Ressalta-se que um grau de incerteza é inerente às seis características do reservatório e que os seis parâmetros operacionais são controlados pelos operadores responsáveis.

Tabela 1: Tópicos revisados.

Características de reservatório	Parâmetros operacionais
Heterogeneidade	Disponibilidade e composição do gás
Razão de mobilidade	Tempo de início
Número capilar	Razão Água - Gás
Permeabilidade relativa	Vazões e pressões de injeção e produção
Histerese	Modelo de injeção
Molhabilidade	Tempo de ciclo

Com a recuperação do material disponível em bases de dados, realizou-se a investigação e a análise das informações.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Cada tópico é composto por uma descrição sucinta seguida da sua revisão.

3.1 Condições de Reservatório

3.1.1 *Heterogeneidade do reservatório*

Os efeitos da heterogeneidade, estratificação e anisotropia afetam a permeabilidade relativa, razão de mobilidade e pressão capilar. Em níveis de poro-a-poro, poço-a-poço ou campo/regional, esses efeitos impactam o deslocamento de fluidos nativos pelos fluidos injetados, levando a um escoamento complexo e desordenado.

O desenvolvimento de campos do pré-sal do Brasil tem sustentado interesse ao impacto da heterogeneidade de reservatórios carbonáticos em relação ao processo WAG-CO₂. A variabilidade da estrutura da matriz e conectividade da rede de fraturas é a principal razão para que os reservatórios carbonáticos apresentem uma grande variação do comportamento de escoamento, levando a significativas incertezas na previsão da distribuição de CO₂ e recuperação de hidrocarbonetos. Demostrou-se que as propriedades da rede de fraturas têm o maior impacto nos resultados de simulações realizadas (Agada *et al.*, 2016), mas que os efeitos da molhabilidade não são negligenciáveis.

3.1.2 *Razão de Mobilidade*

A mobilidade de um determinado fluido é a razão entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006). Portanto, a razão é a relação entre a mobilidade do fluido injetado atrás da frente de avanço (deslocante) e a mobilidade do fluido deslocado (por exemplo o óleo):

$$M = \frac{\text{Mobilidade do fluido injetado}}{\text{Mobilidade do fluido deslocado}} = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} = \frac{k_D}{\mu_D} \times \frac{\mu_o}{k_o} \quad (1)$$

As maiores eficiências de varrido horizontal são alcançadas com razões de mobilidades baixas. Portanto, uma razão de mobilidades $M < 1$ é considerada favorável, enquanto razões de mobilidades $M > 1$ são consideradas desfavoráveis (Rosa *et al.*, 2006).

Em paralelo, na injeção WAG-CO₂, a retenção residual de CO₂ é mais significante em rochas molháveis por água, pois o fenômeno de partição do gás ocorre e o CO₂ se torna progressivamente desconectado nos poros da fase contínua de CO₂ (Agada *et al.*, 2016). Devido à redução da mobilidade do CO₂, a retenção residual leva a uma maior recuperação de óleo. A reduzida mobilidade do CO₂ posterga seu início de produção, aumenta a estabilidade da frente de óleo-gás e melhora o contato do CO₂ com óleo residual. Assim, a retenção residual assegura melhor deslocamento macroscópico e microscópico do reservatório enquanto aumenta a fração de CO₂ residual retida.

3.1.3 Número capilar

O número capilar (Equação 2) representa o efeito relativo entre forças viscosas e tensão superficial agindo através da interface de dois líquidos imiscíveis:

$$N_c = \frac{u \times \mu_D}{\sigma} \quad (2)$$

Onde, u é a velocidade de Darcy; μ é a viscosidade do fluido deslocante; e σ é a tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado.

Se $N_c \gg 1$, então a força viscosa domina a força interfacial. Em deslocamento miscível, N_c tende a infinito (σ tende a zero). Em tais condições, a saturação de óleo residual na zona varrida pode ser reduzida a valores próximos de zero para uma razão de mobilidade favorável (Rogers & Grigg, 2001). Skauge e Sorbie (2014) exemplificam que a σ_{go} pode ter uma relação 1/10 entre deslocamento miscível e imiscível.

A pressão capilar trifásica é raramente disponível experimentalmente. É comum modelar a pressão capilar trifásica através de médias ponderadas entre os valores de medições bifásicas gás-óleo e óleo-água. Entretanto, esse processo não é bem fundado fisicamente e não pode ser testado uma vez que dados trifásicos são limitados (Skauge & Sorbie, 2014). Esses autores descreveram a evolução dos modelos de pressão capilar trifásica incluindo modelos de rede e a aplicação de uma abordagem inversa utilizando ajuste de parâmetros com filtro de Kalman modificado.

3.1.4 Permeabilidade relativa

A relação entre permeabilidade relativa e saturação para escoamento multifásico é mais complexa do que no escoamento bifásico pelo número de combinações possíveis entre as fases existentes. Segundo Shahverdi e Sohrabi (2012), a abordagem atualmente utilizada na indústria para a determinação de permeabilidade trifásica é usar a permeabilidade bifásica e aplicar correlações existentes para calcular a permeabilidade relativa em condição trifásica. Beygi, Delshad, Pudugramam, Pope e Wheeler (2013) organizaram uma lista cronológica de alguns modelos de permeabilidade relativa trifásica explicando as principais características de cada modelo.

O processo WAG requer uma descrição especial das permeabilidades relativas, uma vez que as saturações de água e gás aumentam e diminuem alternadamente, sendo importante o fenômeno de histerese. A previsão das propriedades dos fluidos de reservatório é complexa. Elas são principalmente obtidas em procedimentos laboratoriais padronizados realizados com

amostras coletadas que podem não ser representativas das características generalizadas do reservatório. Ainda, se as condições do reservatório mudam devido a um processo em aplicação, fenômenos inesperados, como formação de escala e reações geoquímicas, podem ocorrer durante as operações de injeção e produção levando à variação de propriedades medidas.

3.1.5 *Fenômeno de histerese*

Tanto as curvas de pressão capilar quanto as curvas de permeabilidade relativa dependem do histórico de saturação: essas curvas não seguem o mesmo caminho, dependendo do perfil de saturação de embebição e drenagem.

Segundo Beygi *et al.* (2013), uma hipótese comum dos modelos bifásicos é assumir a reversibilidade das curvas de permeabilidade relativa onde a curva de embebição primária é representativa de qualquer processo de drenagem subsequente. Entretanto, essa hipótese não é validada por resultados experimentais em processos multicíclicos.

Os mesmos autores também listaram cronologicamente e descreveram modelos de histerese bi- e trifásicos. Eles preveem a dependência cíclica das curvas de permeabilidade relativa, onde o comportamento irreversível das curvas é imposto pela dependência da direção de saturação.

Shahverdi e Sohrabi (2012) comparou dados experimentais com simulações de diferentes modelos para contabilização da permeabilidade relativa. Os resultados mostraram que a escolha do modelo de histerese na representação do processo WAG tem impacto significativo na descrição do escoamento trifásico e por fim na recuperação de óleo avaliada.

3.1.6 *Molhabilidade*

A preferência de molhabilidade depende do fluido e da rocha e é classificada em molhável por água, por óleo ou neutra. Se uma rocha é molhada por água, verifica-se uma tendência da água formar um filme sobre a superfície dos grãos e permanecer dentro dos poros menores, enquanto o óleo fica no centro dos poros maiores. A situação se inverte num sistema molhado por óleo.

Mobeen-Fatemi e Sohrabi (2013) fizeram experimentos e simulações comparando injeção contínua de água, de gás contínuo, WAG e SWAG em rochas molháveis por água e de molhabilidade mista. Os resultados evidenciaram que para sistemas molhados por água, a melhor recuperação de óleo é obtida por injeção SWAG e WAG e a pior com injeção contínua de água. Já para os sistemas de molhabilidade mista, injeção WAG e SWAG são respectivamente o melhor e o pior cenário. Para cenários com molhabilidade mista, a injeção WAG iniciada por gás resulta em melhor recuperação do que a iniciada por água.

Agada *et al.*, (2016) explicam que sistemas com rocha molhada por água têm melhor recuperação do que sistemas molhados por óleo e misto, pois as formações molhadas por água possuem alto potencial de embebição. A retenção da fase não-molhada é mais significante nesses sistemas pois partição do gás ocorre e ele se torna progressivamente preso nos poros e desconectado da fase contínua de gás.

3.2 Parâmetros de processo WAG

A definição dos parâmetros operacionais interfere na atratividade econômica do projeto. Tais parâmetros levam em consideração o possível aumento de recuperação de óleo e a estrutura disponível, entre outros. Para alguns tópicos dessa seção (tempo de início WAG e tempo de ciclo WAG, por exemplo) poucos trabalhos dedicam-se especificamente à WAG-CO₂. Nestes casos, referências alternativas, genéricas ao processo WAG, foram revisadas.

3.2.1 Disponibilidade e composição de gás

A composição do gás injetado determina a Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM), que é pressão mínima em que a miscibilidade entre o gás e determinado óleo cru pode ocorrer. Segundo Mello (2015), o sucesso de uma estratégia de produção que inclui a injeção de CO₂ depende fortemente de prever, atingir e/ou manter a pressão acima da PMM. Uma grande variação na faixa de pressão em que o reservatório se encontra que cruze a PMM, por exemplo, também pode causar uma mudança drástica de regime de escoamento em meio poroso, alterando o processo físico simulado de injeção miscível para injeção imiscível.

Metano, hidrogênio e gás de queima geralmente possuem maior PMM com óleo que o CO₂ (Mello, 2015). Por isso, a injeção de CO₂ é tecnicamente preferida em relação à injeção de outros gases ou ainda pode ser mandatória dependendo da estrutura disponível e legislação aplicável. Em paralelo, a injeção de CO₂ pode ser uma vantagem econômica se o custo do CO₂ é menor do que o dos outros gases. Finalmente, injeção de CO₂ favorece o sequestro de um gás do efeito estufa (Teklu *et al.*, 2016)

O gás injetado também pode levar ao aumento de precipitação de asfaltenos, alterando a injetividade dos poços. Silva, Sorbie e Mackay (2016) explicam que na injeção WAG-CO₂, o gás é dissolvido na água causando a redução do pH. Em níveis baixos de pH, rochas carbonáticas são dissolvidas causando o aumento do conteúdo de carbono e cálcio na água. À medida que os fluidos são produzidos, a pressão de operação cai e o CO₂ dissolvido é expulso da solução, causando um aumento do pH. Em níveis de pH menos ácidos, o CaCO₃ pode se tornar supersaturado e precipitar.

Em simulações dos processos WAG-CO₂, SWAG-CO₂, água carbonatada, injeção contínua de CO₂ e de água do mar (Ribeiro, Mackay, & Guimarães, 2016), a dissolução ao redor do injetor para os três primeiros esquemas foi contínua e a precipitação também foi observada no processamento do petróleo. Além disso, a dissolução de calcita por volume de poro injetado nos processos WAG-CO₂ e SWAG-CO₂ foi maior por causa da maior dissolução de gás CO₂ nas águas de formação e injeção. Finalmente, como a taxa de dissolução foi proporcional à taxa de produção, zonas de alta permeabilidade terão mudanças de porosidade mais rápidas, o que pode levar ao comprometimento da integridade do poço injetor e a um risco mais severo e crescente de deposição de calcita na região do poço produtor.

3.2.2 Tempo de início WAG

Duas abordagens usuais são iniciar o processo WAG: (1) logo no início do desenvolvimento do reservatório (WAG inicial); (2) depois do início de produção do líquido miscível injetado (pós-breakthrough WAG).

Os dois casos foram estudados em uma simulação composicional (Wu, Ogbe, Zhu, & Khataniar, 2004). Recomendou-se iniciar a injeção WAG tão logo quanto possível, para manter a pressão média do reservatório e alcançar a maior recuperação. Por outro lado, Mobeen-Fatemi e Sohrabi (2013) concluíram de seus experimentos a existência de um tempo ótimo para o início da primeira injeção de gás após a injeção primária de água. De fato, para seus modelos, tanto a injeção precoce quanto a injeção tardia podem resultar em queda expressiva do desempenho da injeção WAG.

Entretanto, Awan, Teigland e Kleppe (2006) sugerem que cada reservatório é único e mencionou o exemplo do campo de Brage no Mar do Norte. O processo WAG foi conduzido nesse campo no início do ciclo de vida, mas o início de produção de gás aconteceu antecipadamente e o RGO aumentou de 93 Sm3/Sm3 a 480 Sm3/Sm3 em dois meses. Ciclos de gás posteriores também resultaram em baixa eficiência de varredura. A razão foi a presença de uma camada de alta permeabilidade conectando o poço produtor ao injetor; a operação WAG foi terminada.

3.2.3 Razão WAG

Definida como a razão entre o volume de água e de gás injetado no reservatório, a razão WAG representa um parâmetro importante para otimizar o processo WAG e está relacionado aos atributos do reservatório.

Quando a razão WAG é alta, o aprisionamento do óleo pode ocorrer pelo bloqueio da água ou simplesmente não permitir suficiente contato entre o solvente e óleo fazendo com que o desempenho de produção se comporte como de injeção contínua de água. Por outro lado, se a razão WAG é muito baixa, o gás pode formar um canal e o desempenho de produção tenderia ao de injeção contínua de gás; a pressão declina rapidamente e levaria ao início de produção de gás antecipado e ao declínio da produção de óleo (Wu *et al.*, 2004).

A experiência de campo com o processo WAG mostra que com a razão WAG mantida a 1:1 obtêm-se melhores resultados, mas que ela pode ser mantida entre 0,87 e 5,00 (Christensen *et al.*, 2001).

3.2.4 Vazões e pressões de injeção e produção

Se a pressão no fundo do poço produtor for menor que a pressão de bolha, a produção de gás inicia muito cedo, levando ao declínio da produção de óleo. Já o limite de pressão de injeção é controlado pela pressão de fratura da formação que não pode ser ultrapassado. Portanto, o objetivo é injetar e produzir à máxima taxa possível para que esses limites sejam respeitados. Ainda, a PMM deve ser conhecida como uma referência conservadora do limite inferior mínimo da pressão de reservatório para uma injeção de CO₂ eficiente do ponto de vista do óleo residual (Mello, 2015).

Christensen, Stenby e Skauge (2001) reportaram injetividade reduzida de água após a injeção de gás. As possíveis causas são (1) mudança de permeabilidade relativa devido ao escoamento trifásico, (2) aquecimento do poço ou (3) precipitação de hidratos e asfaltenos formados próximos à zona de injeção.

Quando CO₂ é injetado rapidamente, ele penetra longe no reservatório, entrando em contato com mais óleo. Essa situação pode gerar digitação viscosa ou acionamento de fenômenos gravitacionais devido à diferença de densidade entre óleo e CO₂ (Han, Park, & Sung, 2016). O projeto WAG deve ter como objetivo aumentar a zona de escoamento trifásico, uma vez que, nessa região, a saturação residual de óleo é显著mente reduzida (Skauge & Sorbie, 2014).

3.2.5 *Modelo de injeção*

A eficiência de varredura de óleo é fortemente afetada pela distância entre o poço injetor e o poço produtor (Christensen *et al.*, 2001). Em muitos casos, a injeção five-spot (região de reservatório quadrada com quatro produtores nas extremidades e um injetor no centro) é aplicada pois pode proporcionar melhor controle do deslocamento frontal. Em campos terrestres o modelo five-spot com espaçamento de poços pequeno é reportado com sucesso. Entretanto, em campos marítimos onde a perfuração de novos poços é bastante cara, a posição dos poços tende a ser baseada em considerações geológicas. Nesses casos, raramente modelos de injeção fixos são aplicados (Awan *et al.*, 2006).

Os avanços na tecnologia computacional e o desenvolvimento de softwares possibilitam que estudos de simulação com diferentes cenários auxiliem na determinação da localização ótima dos poços e suas orientações bem como parâmetros operacionais (como razão WAG).

3.2.6 *Tempo de ciclo WAG*

Em condições de operação normal, um tempo de ciclo WAG razoável poderia ser de dois a três meses (Christensen *et al.*, 2001). Geralmente, a tendência é diminuir o tempo de ciclo de gás quando acontece o início de produção de gás. No campo Snorre, o tempo de ciclo WAG inicial foi de três meses. Em seguida, o ciclo WAG foi reduzido à um mês por poço depois do início de produção de gás. No campo de Brage, 90-90 dias foi o tempo de ciclo WAG inicialmente sugerido (Christensen *et al.*, 2001).

Nos experimentos apresentados por Mobeen-Fatemi e Sohrabi (2013), a análise de sensibilidade do tempo de ciclo indicou que para sistemas molhados por óleo, quando o tempo de ciclo diminui, o desempenho da injeção WAG diminui. O oposto ocorre em sistemas molhados por água.

É possível que o tempo de ciclo WAG possa não ser seguido na prática por restrições operacionais como vazamento no tubo anular, trabalho de intervenção com fechamento de água e gás e competição entre a injeção e a venda do gás. Alguns autores acreditam que a recuperação de óleo não é sensível à duração do tempo de ciclo WAG. Por exemplo, no campo Brae Sul, foi concluído que a injeção de gás pode ser fixada de acordo com a demanda de gás sazonal de maneira a maximizar o valor econômico do projeto. Uma tendência no Mar do Norte é injetar mais gás no verão e menos gás no inverno (Christensen *et al.*, 2001).

4 CONCLUSÕES

O impacto de características de reservatório e parâmetros operacionais no processo de injeção WAG-CO₂ foi analisado mostrando as evoluções nos doze tópicos propostos. Observou-se

o interesse crescente pelo potencial de armazenamento de CO₂ na perspectiva de aumentar a atratividade econômica dos projetos, bem como pesquisas voltadas aos casos de WAG-CO₂ em reservatórios do tipo carbonático.

A heterogeneidade do reservatório é considerada um dos aspectos mais impactantes na injeção WAG-CO₂. A existência de canais de alta permeabilidade pode acelerar o início de produção de água e gás e prejudicar a estabilidade da frente de avanço. É recomendado que se estenda tanto quanto possível a zona trifásica para reduzir a saturação residual de óleo.

Apresentou-se tendências gerais para os parâmetros operacionais abordados. A injeção de gás CO₂ pode levar a problemas de segurança de escoamento pela formação de escala com consequências sérias. O campo de Lula representou uma evolução em relação ao tempo de início do processo WAG-CO₂. De fato, a injeção de gás principiou já no início da produção, diferente da classificação que tratam WAG miscível como mecanismo terciário de recuperação.

A avaliação de escoamento trifásico é limitada às informações experimentais disponíveis. O uso de médias ponderadas para determinar o comportamento do escoamento tem sido revisto. Além da heterogeneidade, histereses e molhabilidade, se faz necessária a disposição de dados para análise composicional das fases envolvidas para a realização de simulações considerando a miscibilidade gás - óleo.

Finalmente, ressalta-se o potencial das referências utilizadas e apresentadas a seguir para fundamentar pesquisas mais profundadas.

5 AGRADECIMENTOS

O Grupo BG do Brasil financia o projeto de doutorado de Helena Nandi Formentin e a autora demonstra seu apreço. Professor Denis J. Schiozer agradece a Fundação CMG pelo suporte à chair por ele liderada. Esse artigo é resultado do projeto proposto no curso de Engenharia de Reservatórios I dirigido pela Professora Rosângela B. Z. L. Moreno. Os autores reconhecem o apoio da ANP, do Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP e do Centro de Estudos de Petróleo (Cepetro).

6 REFERÊNCIAS

- Agada, S., Geiger, S., & Doster, F. (2016). Wettability, hysteresis and fracture-matrix interaction during CO₂ EOR and storage in fractured carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 46, pp. 57–75, 2016.
- Awan, A. R. A., Teigland, R., & Kleppe, J. (2006). EOR Survey in the North Sea. *Symposium on Improved Oil Recovery* (SPE 99546).
- Beygi, M. R., Delshad M., Pudugramam, V. S., Pope G. A., & Wheeler, M. F. (2013). A new approach to model hysteresis and its impact on CO₂-EOR processes with mobility control strategies. *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting* (SPE 165324).
- Christensen, J. R., Stenby, E. H., & Skauge, A. (2001). Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (SPE 39883).
- Conforto, E. C., Amaral, D. C., & Silva, S. L. da. (2011). Roteiro para revisão bibliográfica

sistemática: aplicação no desenvolvimento de produtos e gerenciamento de projetos. *8º Congresso Brasileiro de Gestão de Desenvolvimento de Produto*, vol. 1998, pp. 1–12.

Han, J., Park, H., & Sung, W. (2016). Relationship between oil recovery and CO₂ storage efficiency under the influence of gravity segregation in a CO₂ EOR system. *Environmental Earth Sciences*, vol. 75, n. 1, pp. 16.

Mello, S. F. de (2015). *Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos*. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, SP, Brasil.

Mobeen Fatemi, S., & Sohrabi, M. (2013). Experimental and numerical investigation of the impact of design parameters on the performance of WAG and SWAG injection in water-wet and mixed-wet systems. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference* (SPE 161827).

Moradi, B., Pourafshary, P., Jalali, F., Mohammadi, M., & Emadi, M. A. (2015). Experimental study of water-based nanofluid alternating gas injection as a novel enhanced oil-recovery method in oil-wet carbonate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 27, pp. 64–73.

Pizarro, J. O. D. S. A., & Branco, C. C. M. (2012). Challenges in implementing an EOR project in the Pre-Salt province in deep offshore Brazil. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia* (SPE 155665).

Ribeiro, A. S., Mackay, E. J., & Guimarães, L. (2016). Predicting calcite scaling risk due to dissolution and re-precipitation in carbonate reservoirs during CO₂ injection. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition* (SPE 179884).

Rogers, J., & Grigg, R. (2001). A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (SPE 59329).

Rosa, A. J., Carvalho, R. S., & Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Editora interciênciia: Petrobras.

Shahverdi, H., & Sohrabi, M. (2012). Three-phase relative permeability and hysteresis model for simulation of water alternating gas injection. *8th SPE Improved Oil Recovery Symposium* (SPE 152218).

Silva, D., Sorbie, K. S., & Mackay, E. J. (2016). Modelling CaCO₃ Scale in CO₂ water alternating gas CO₂-WAG processes. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition* (SPE 179893).

Skauge, A., & Sorbie, K. Status of fluid flow mechanisms for miscible and immiscible WAG. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia* (SPE 169747).

Teklu, T. W., Alameri, W., Graves, R. M., Kazemi, H., & Al-Sumaiti, A. M. (2016). Low-salinity water-alternating-CO₂. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 142, pp. 101–118, june 2016.

Wu, X., Ogbe, D. O., Zhu, T., & Khataniar, S. (2004). Critical design factors and evaluation of recovery performance of miscible displacement and WAG process. *Canadian International Petroleum Conference* (PETSOC-2004-192).