

Artigo

Recuperação Avançada de Petróleo: Potencialidades da Injeção WAG (Water Alternating Gas)

da Rosa, K. R. S. A.;* Bezerra, M. C. M.; Ponzio, E. A.; Rocha, A. A.

Rev. Virtual Quim., 2016, 8 (3), 723-738. Data de publicação na Web: 9 de abril de 2016

<http://rvq.sbq.org.br>**Enhanced Oil Recovery: Potentialities of the WAG injection (Water Alternating Gas)**

Abstract: The increase in the recovery factor in an oil reservoir is an essential goal in the oil industry and in this sense, complementary and alternative methodologies have been developed, for example, the alternating injection of water and gas (WAG), which has been used ever as a more advanced method of recovering oil. This method combines the best gas displacement and swept the water efficiencies. Recent discoveries of oil reserves in the Pre-Salt layer, with a significant amount of gas whose CO₂ content is in the range 8-12%, the use of CO₂ gas in WAG injection (WAG-CO₂) has emerged as an opportunity for Brazil. Besides the good prospect of increased oil recovery factor of these reservoirs, this process is in line with mitigation actions by greenhouse emissions CO₂. This article is a compilation of WAG application projects in the literature, as well as issue related to Brazilian initiatives that focuses on numerical simulations using reservoir models, since the carbonate rocks common to the pre-salt reservoirs are reactive the injected fluids.

Keywords: WAG; CO₂; enhanced oil recovery.

Resumo

O aumento no fator de recuperação em um reservatório de petróleo é uma meta imprescindível na indústria petrolífera e, neste sentido, metodologias alternativas e complementares têm sido desenvolvidas, como a injeção alternada de água e gás (WAG), que vem sendo utilizada cada vez mais como um método de recuperação avançada de petróleo. Este método combina as melhores eficiências de deslocamento do gás e de varrido da água. As recentes descobertas de reservas de óleo na camada de Pré-Sal, com quantidade significativa de gás, cujo teor de CO₂ está na faixa de 8 a 12%, o aproveitamento do gás CO₂ na injeção WAG (WAG-CO₂) tem surgido como uma oportunidade para o Brasil. Além da boa perspectiva de aumento do fator de recuperação de petróleo desses reservatórios, este processo está alinhado com as ações de mitigação do efeito estufa por emissões de CO₂. O presente artigo traz uma compilação dos projetos de aplicação WAG encontrados na literatura, bem como tema relacionado às iniciativas brasileiras que tem como foco as simulações numéricas utilizando modelos de reservatório, visto que as rochas carbonáticas, comuns aos reservatórios do Pré-Sal, são reativas aos fluidos injetados.

Palavras-chave: WAG; CO₂; recuperação avançada de petróleo.

* Centro de Pesquisa da Petrobras, Ilha do Fundão, CEP 21941-915, Rio de Janeiro-RJ, Brasil.

✉ katia@petrobras.com.br

DOI: [10.5935/1984-6835.20160055](https://doi.org/10.5935/1984-6835.20160055)

Recuperação Avançada de Petróleo: Potencialidades da Injeção WAG (*Water Alternating Gas*)

Katia Regina S. A. da Rosa,^{a,*} Maria Carmen M. Bezerra,^a Eduardo A. Ponzio,^b Anderson A. Rocha^c

^a Centro de Pesquisa da Petrobras, Ilha do Fundão, CEP 21941-915, Rio de Janeiro-RJ, Brasil.

^b Universidade Federal Fluminense, Instituto de Química, Departamento de Físico-química, Campus do Valonguinho, CEP 24210-150, Niterói-RJ, Brasil.

^c Universidade Federal Fluminense, Instituto de Química, Departamento de Química Analítica, Campus do Valonguinho, CEP 24210-150, Niterói-RJ, Brasil.

* katia@petrobras.com.br

Recebido em 17 de julho de 2015. Aceito para publicação em 23 de março de 2016

1. Introdução
2. Injeção Alternada De Água E Gás (WAG)
 - 2.1. Classificação dos métodos WAG
 - 2.2. Histórico de aplicação WAG
 - 2.3. Simulação Numérica de reservatórios
 - 2.4. Limitações e problemas operacionais
3. Conclusões

1. Introdução

A exploração de petróleo de um reservatório utilizando-se somente da energia natural deste resulta em um rendimento relativamente baixo. A recuperação por este método, também denominado de surgência, atinge em torno de 30% do volume original de óleo existente no reservatório, e isto se deve às características de permeabilidade e porosidade da rocha reservatório, além da própria viscosidade do fluido oleoso.¹

Em função do modesto fator de recuperação, métodos alternativos e

complementares foram desenvolvidos, e ainda são objetos de aperfeiçoamento, para se obter uma maior produção do 'ouro negro'. Neste sentido, classificaram-se os métodos de recuperação como primário, secundário ou terciário e, para a maior parte dos campos petrolíferos, tal classificação pode estar associada à sua vida útil produtiva.¹

A recuperação primária se refere à produção espontânea que ocorre como decorrência da elevada pressão no interior do reservatório de petróleo, ou ainda com auxílio de métodos facilitadores de elevação do petróleo, como por exemplo, bomba centrífuga submersa ou *gás lift*.²⁻⁴

A injeção de água ou gás no reservatório, a partir de um poço injetor, é classificada como recuperação secundária e pode ser definida como processo convencional de recuperação, no qual tais fluidos apresentam a finalidade exclusiva de deslocamento do óleo para fora dos poros da rocha. Nestes casos, não se espera a mistura entre fluido injetado e o petróleo, ou que a água ou gás injetado interajam com a rocha reservatório, assumindo tão somente um comportamento mecânico. Apesar do aumento na produção do óleo, tal incremento apresenta limitações devido a dois aspectos: a viscosidade mais elevada do óleo presente no reservatório faz com que o fluido injetado, menos viscoso, se desloque mais facilmente no meio poroso, não havendo propagação adequada no reservatório; e a elevada tensão interfacial entre fluido injetado e óleo reduz sua capacidade de retirar o óleo alojado nos poros para fora destes, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado.²⁻⁴

A utilização de métodos mais complexos contempla a classe de recuperação terciária, que busca o aumento na eficiência de produção do reservatório a partir de diferentes princípios:

- Redução da viscosidade do óleo a partir do aquecimento do mesmo (métodos térmicos);
- Injeção de fluido que reduz a tensão interfacial a partir da miscibilidade deste com o óleo (métodos miscíveis);
- Interação entre fluido injetado e fluido do reservatório, usando, por exemplo,

surfactante, microemulsão, polímero ou álcali na composição do fluido de injeção (métodos químicos);

- Tratamentos microbiológico, acústico ou eletromagnético.

Além desses, a injeção de água alternada com gás (WAG – *Water Alternating Gas*) é um método de recuperação de óleo classificado como terciário.²⁻⁴

Outros dois termos relacionados à recuperação de óleo são usados na indústria petrolífera: Recuperação Melhorada de Óleo, IOR (*Improved Oil Recovery*), e Recuperação Aumentada de Óleo, EOR (*Enhanced Oil Recovery*). De acordo com a Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE), o IOR engloba tanto métodos de recuperação secundária como os de recuperação terciária, enquanto que o EOR está associado exclusivamente aos métodos de recuperação terciária.⁴

Quando da recuperação secundária ou terciária do petróleo, devem ser levadas em consideração três variáveis fundamentais: eficiência de varrido vertical (E_v), eficiência de varrido horizontal (E_h) e eficiência microscópica (E_m). As duas primeiras estão ligadas à capacidade do fluido injetado atingir as diversas regiões do reservatório, enquanto que a última determina o quanto se pode remover de óleo, microscopicamente, de uma determinada porção de rocha que efetivamente é contatada pelo fluido deslocante.⁵

O fator de recuperação (FR) de uma determinada jazida de petróleo pode ser calculado a partir do produto das três variáveis (equação 1).

$$FR = E_v \times E_h \times E_m$$

Eq. 1

A Figura 1 ilustra esses conceitos. Cada parâmetro da equação 1 varia entre zero e um e, a otimização do FR é, portanto,

conseguida pela otimização de cada um dos referidos fatores.

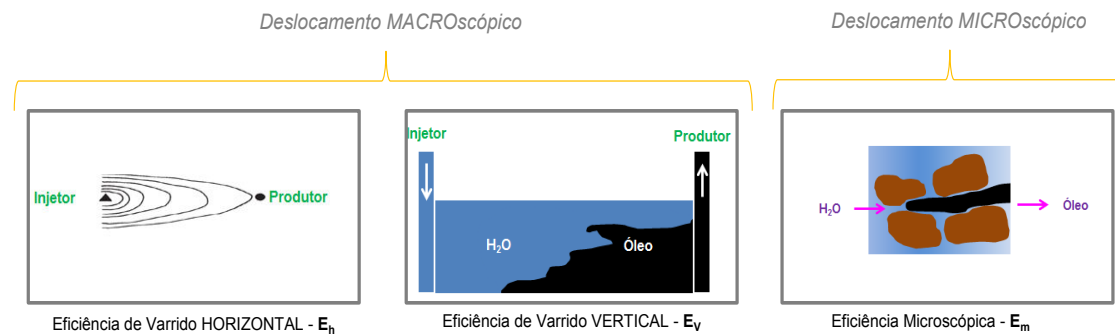


Figura 1. Ilustração das eficiências de varrido horizontal, vertical e eficiência microscópica (Adaptado de Lyons & Plisga, 2005)⁶

Nos processos usuais de deslocamento imiscível, como a injeção de água, a saturação de óleo residual (SOR) é comumente bastante elevada. Isto é atribuído à formação de interfaces entre os fluidos deslocante e deslocado, o que culmina na geração de forças capilares que atuam retendo óleo em algumas classes de poros. A diminuição acentuada ou a eliminação destas forças capilares permitiria, teoricamente, reduzir significativamente os valores de SOR.⁵

Portanto, uma das formas de se melhorar a eficiência de deslocamento é injetar um fluido que seja totalmente miscível no óleo, evitando a formação de interfaces e as forças capilares de retenção.⁵ Este fluido é denominado, de forma genérica, “solvente”.

Mesmo que a miscibilidade não seja atingida, a injeção de solvente imiscível também é capaz de proporcionar saturações residuais de óleo menores do que as que a água proporcionaria. Isso é atribuído a uma série de fenômenos que atuam conjuntamente, tal qual a redução de viscosidade do óleo e o seu inchamento (*oil swelling*). Caso solventes gasosos sejam usados, há o efeito adicional da maior eficiência de deslocamento, em comparação com a eficiência de deslocamento dos líquidos.

Um dos problemas da injeção de solventes de baixo peso molecular, sobretudo de solventes gasosos e imiscíveis, é que eles apresentam baixas eficiências de

varrido, a despeito de suas maiores eficiências de deslocamento.⁷ Isto acarreta instabilidades na frente de deslocamento e a formação de *fingers*^a viscosos. Como consequência, há irrupção precoce de gás e redução do fator de recuperação.

2. Injeção Alternada De Água E Gás (WAG)

Um método de recuperação avançada que vem sendo cada vez mais utilizado mundialmente é a injeção de WAG (do inglês *Water Alternating Gas*). Esse método não requer altos investimentos e utiliza os fluidos normalmente usados durante a recuperação secundária: água e gás. A vantagem está na modificação das permeabilidades relativas dos fluidos ao se introduzir uma terceira fase no meio poroso e na maior estabilidade da frente de avanço. O fluxo simultâneo de óleo, gás e água resulta no deslocamento de parte do óleo residual, antes imóvel. Ademais, canalizações e *fingers* são consideravelmente atenuadas com a aplicação de WAG.⁸

O processo de WAG é usualmente aplicado para controle de mobilidade em processos de injeção de gás CO₂ miscível, sendo utilizado também em menor escala

^a *Fingers* – avanço do fluido por caminhos preferenciais no formato semelhante a um dedo.

para injeção imiscível. Esse controle de mobilidade é conseguido através da escolha da razão de injeção de água/gás, a fim de minimizar a ultrapassagem da água pelo gás e garantir uma ótima eficiência de varrido. Esse processo é baseado no princípio da injeção simultânea de gás e água no poro da rocha, alternando colchões^b de cada uma dessas fases. O volume injetado de cada colchão de água é escolhido para garantir o fluxo bifásico na zona de mistura, onde os *fingers* de gás adentram o colchão de água. As razões de WAG podem ser obtidas a partir de dados de permeabilidade relativa para um deslocamento linear, mas também podem ser conseguidas empiricamente em aplicações de campo a partir da interpretação de dados de campo ou simulações.⁹

O processo de WAG pode ser simplificado como a combinação de duas técnicas tradicionais de recuperação avançada: influxo de água e injeção de gás. Injeções convencionais de gás ou de água isoladamente costumam deixar uma parcela significativa de óleo residual, na faixa de 20 a 50%, enquanto que o WAG pode chegar a ter uma eficiência de varrido de 90%.⁹

O método WAG é considerado uma junção sinérgica dos processos de recuperação secundária por injeção de água e injeção de gás. Ele combina as melhores eficiências de deslocamento do gás e varrido da água.¹⁰ No entanto, também existem restrições, uma vez que não é recomendada sua utilização se o reservatório tiver permeabilidade muito baixa, pois a injetividade pode ser significativamente reduzida pela injeção alternada de água e gás.^{11,12}

A injeção de WAG age positivamente nos três tipos de eficiência E_h , E_v e E_m . A Figura 2 demonstra como o processo de WAG funciona. Campoana⁸ sugere que antes que a água segregue ou forme canalizações e

fingers, deve-se parar de injetar água e começa-se a injetar gás. O gás, então, empurra a água, criando-se na interface da frente de avanço, um fluxo trifásico. Por sua vez, antes que o gás comece a segregar e a formar canalizações e *fingers*, deve-se parar de injetar gás e injetar água novamente. O processo repete-se por um determinado número de ciclos. As setas em amarelo na Figura 2 representam as canalizações e *fingers* formados.

Os colchões de água e gás possuem tamanhos relativamente pequenos em comparação com as dimensões do reservatório e o processo deve ser distinto de uma injeção esporádica de água para conter a produção excessiva de gás numa injeção contínua.^{13,14} Os tamanhos dos colchões de água e gás precisam ser otimizados. A injeção de muita água resultará em baixa eficiência de deslocamento. Já a injeção de muito gás resultará em baixa eficiência de varrido.¹⁰

Um problema encontrado nessa técnica é proveniente do fato de que o colchão de água incapacita o contato entre o gás injetado e o óleo existente no reservatório, o que reduz a eficiência de deslocamento. Este efeito está relacionado à molhabilidade da rocha e é mais prejudicial em rochas molháveis a água.

2.1. Classificação dos métodos WAG

O método WAG pode ser classificado como miscível ou imiscível. No primeiro caso, o processo é subdividido em miscível ao primeiro contato e miscível por múltiplos contatos.

O processo imiscível tem sido aplicado em reservatórios onde a injeção de gás não pode ser empregada devido à pequena inclinação do reservatório, à baixa disponibilidade de gás ou à elevada heterogeneidade vertical dos campos.¹⁰

Dentro desta classificação principal, no entanto, existem diversas formas de se implementar o método WAG, a saber:

^b Colchões – também nomeado bancos, é o montante bombeado dos fluidos de injeção. Na literatura específica da indústria de petróleo é denominado, também, como *slug*.

- WAG híbrido (HWAG – Hybrid WAG ou DUWAG – Denver Unit WAG)

Nesta modalidade, um grande colchão de gás (8-12% do volume poroso – PV) é injetado primeiramente, de forma a antecipar a produção de óleo. Este colchão é seguido de uma série de colchões alternados de água e gás menores, para conter o avanço do gás e a sua produção prematura. Os colchões alternados são injetados numa razão WAG ótima até que se complete todo o

volume de gás que se deseja injetar. A técnica tem os benefícios da produção antecipada de óleo, da melhor injetividade inicial, da minimização do bloqueio do acesso do gás ao óleo pela água (*water shielding*) e da maior recuperação final. Ele combina os benefícios da injeção contínua de gás com as vantagens da injeção alternada com água.¹⁵

Injeção Simultânea de Água e Gás (Simultaneous Water & Gas Injection - SWAG)

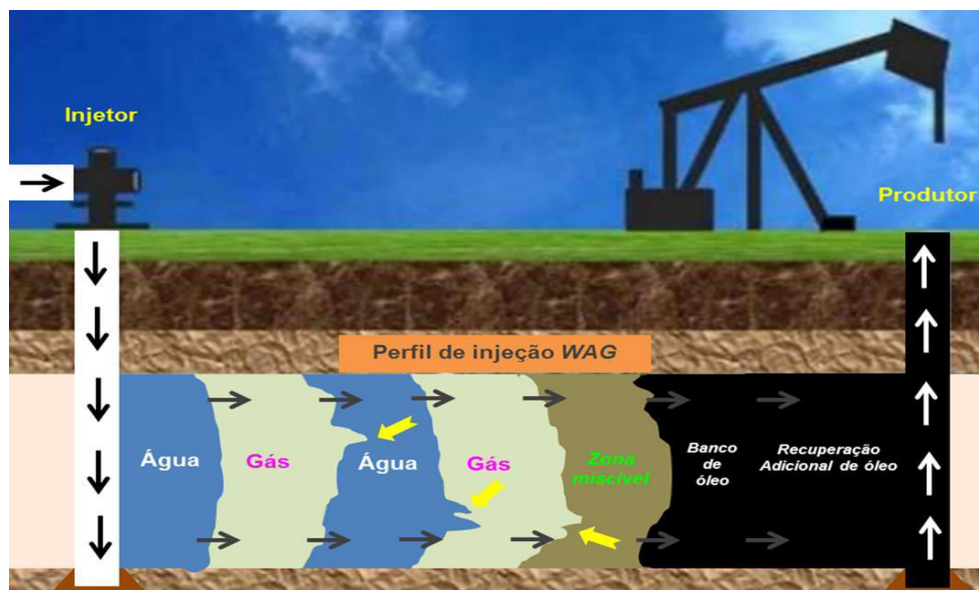


Figura 2. Perfil de injeção de WAG

Água e gás são injetados simultaneamente no mesmo poço injetor. Apesar dos bons resultados obtidos em estudos de laboratório e de simulação, até melhores que WAG, não é comum encontrar esta modalidade implementada no campo, devido à:

- a) Ser relativamente mais simples injetar as fases separadamente, uma a cada vez.
- b) Perda de injetividade quando água e gás são injetados concomitantemente, pois o escoamento será sempre multifásico.¹⁰
- c) Potencial problema de corrosão, caso CO₂ seja utilizado como a fase gasosa. O CO₂ reage com a água produzindo ácido carbônico, o que exige a utilização de materiais de metalurgia especial nos poços

injetores.

d) A chance de água e gás se separarem rapidamente no reservatório é grande. Se pouca água for injetada, a velocidade do gás será maior e um colchão deste fluido se formará à frente da água, resultando em *fingers* viscosos que diminuirão a recuperação. Se muita água for injetada, ela escoará mais rápido, resultando numa grande saturação de água na interface. Isso pode ocasionar num incremento da SOR, dependendo da molhabilidade da rocha.⁷

Uma variante do SWAG, onde água e gás não são injetados no mesmo poço, é também citada na literatura.¹⁶ A injeção de gás é feita no topo do reservatório e a injeção de água é feita em sua base. No estudo de simulação

feito por Gharbi,¹⁶ este método apresentou aumento na eficiência de varrido, antecipou a produção de óleo, quando comparada à injeção contínua, WAG ou SWAG com CO₂. Esta alternativa somente se aplica quando a permeabilidade vertical do reservatório é boa e possui grande inclinação ou espessura.

- Injeção de Água Carbonatada (Carbonated Water Flooding)

A injeção de água carbonatada foi feita pela primeira vez em 1951¹⁷ e apresenta algumas vantagens em relação à injeção de CO₂ puro, tais quais:

a) Maior eficiência de varrido, já que o CO₂ é injetado dissolvido na água e não isoladamente. A viscosidade da água é, inclusive, aumentada pela presença do CO₂. A água funciona, portanto, como um bom agente de introdução do CO₂ no reservatório.¹⁸

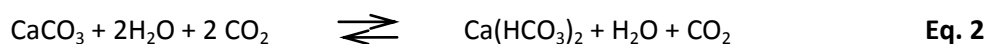
b) Melhor difusão do CO₂ para a fase oleosa. Como a água injetada já estaria saturada com CO₂, o processo de difusão do mesmo para a fase oleosa seria facilitado, fazendo com que a liberação de óleo residual fosse mais rápida do que quando se injeta

CO₂ puro num reservatório com elevada saturação de água. Entretanto, Holm¹³ aponta a difusão mais difícil do CO₂ para a fase oleosa como a causa para o insucesso da injeção de água carbonatada no campo. Este autor reportou que maiores quantidades de água carbonatada seriam necessárias para mobilizar uma mesma quantidade de óleo, se comparado ao caso do CO₂ puro.

c) A água carbonatada pode causar dissolução parcial de rochas carbonáticas, aumentando sua permeabilidade.

Trabalhos experimentais revelaram que quando o CO₂ é injetado após a água carbonatada, o gás prefere deslocar o óleo. Isto foi atribuído ao fato da presença prévia de água carbonatada reduzir a viscosidade do óleo e a tensão interfacial entre óleo e gás. Portanto, é possível que a injeção de um colchão de água carbonatada antes da injeção de CO₂ melhore significativamente o processo de deslocamento do óleo.

A injeção de água carbonatada pode não ser tão eficaz quanto o esperado, devido à reação de parte do CO₂ injetado com a rocha, caso a mesma seja de origem carbonática. Duas moléculas de CO₂ são consumidas para liberar apenas uma, segundo a equação (2):



- WAG Não-Estacionário (Non Stationary WAG)

No WAG não estacionário é feita a combinação da injeção cíclica com variações de direção de fluxo.¹⁹ Isso pode ser implementado alterando-se os poços de injeção em intervalos regulares. Um efeito similar pode ser conseguido mudando-se a pressão ou a vazão de injeção. A melhoria da eficiência de varrido e o incremento do fluxo cruzado entre zonas de elevada e reduzida SOR é o objetivo principal dos métodos não estacionários ou “hidrodinâmicos”.

- WAG Assistido por Espuma (Foam-Assisted WAG - FAWAG)

Outra forma de controlar a mobilidade do gás injetado é introduzi-lo sob a forma de espuma. Em geral, as espumas apresentam uma alta viscosidade e estão para um processo de injeção de gás como os polímeros estão para um processo de injeção de água. A espuma pode ser formada injetando-se uma solução de surfactante, ao invés de água, alternadamente com o gás.

É preciso tomar cuidado para que a redução de permeabilidade não torne o processo economicamente inviável, devido à perda de injetividade.

Os processos de injeção temporária de espuma também são aplicados à correção de perfil de injeção.¹³

2.2. Histórico de aplicação WAG

Em 2001, Christensen *et al.*¹⁰ fizeram uma abrangente revisão das aplicações de campo de WAG, tendo encontrado 59 projetos reportados em literatura, a maioria localizada nos EUA e iniciada na década de 80. Os registros encontrados mostram que os gases mais usados na injeção WAG são CO₂ e hidrocarboneto (C1-C4). A Figura 3 mostra, na escala de tempo, uma compilação desses projetos de aplicação WAG utilizando gás CO₂. São apresentados três gráficos, onde os projetos estão segregados pela litologia do reservatório.

A primeira aplicação em campo de WAG é atribuída ao campo de “North Pembina”, em Alberta, Canadá, realizado em 1957 pela Mobil.²⁰

Outro trabalho importante sobre a injeção de WAG foi a partir de um estudo de laboratório realizado por Caudle e Dyes, em 1958.²¹ Eles propuseram uma técnica para melhorar o desempenho da injeção contínua de gás, sobretudo através da redução da mobilidade do fluido deslocante e do conseqüente aumento da eficiência de varrido. A ideia foi alternar colchões de gás e água, de forma que houvesse trapeamento parcial do primeiro pelo segundo fluido, levando a efeitos de histerese^c de permeabilidade relativa capazes de reduzir a mobilidade do gás e provocar sua divergência para regiões inicialmente não varridas. A água permitiria, para uma mesma quantidade de gás disponível, maximizar o volume de rocha contatada auxiliando no carreamento em direção aos poços produtores o óleo deslocado pelo gás.^{22,23} A injeção simultânea em escala de campo foi iniciada em Seelington (1962) e operada pela Humble Oil.²⁴

Na maioria dos casos reportados na literatura,²⁵⁻³⁵ a injeção WAG foi aplicada

como técnica de recuperação terciária. Somente nas aplicações mais recentes do Mar do Norte o método foi aplicado no início da vida do campo, como método de recuperação secundária.

Dentre os 59 projetos pesquisados somente 6 ocorreram em ambiente marinho (*offshore*). Os campos tratados foram os de Snorre,²⁷ Gulfaks,²⁸ Brae South,²⁹ Statfjord,³⁰ Brage,³¹ e Ekofisk,³² todos localizados no Mar do Norte, e usaram hidrocarboneto (C1-C4).

Um piloto realizado no campo West Texas foi concluído em 1968, com a injeção de um colchão de CO₂, seguido por um colchão de água carbonatada e de água convencional. Os resultados indicaram deslocamento miscível, com recuperação de óleo 100% maior do que um piloto de injeção de água para uma área equivalente.

A injeção contínua de CO₂ no campo Lick Creek, Mississipi, teve sucesso em reduzir a SOR. O projeto foi concluído em 1977.^{25,26}

O campo de Means (Permian Basin) é formado por um reservatório carbonático de baixa permeabilidade, devido ao óleo viscoso. Com injeção de CO₂ desde 1983, o campo usa um sistema de gerenciamento que tenta reconhecer as áreas com maior saturação remanescente de óleo, priorizando a perfuração de novos poços nestas áreas, além da realocação das cotas de CO₂.³⁵

O teste piloto no campo Gulfaks²⁸ em 1991 foi bem sucedido e, mais tarde, os testes de campo foram implementados em Snorre²⁷ e Brage.³¹ A contribuição significativa do WAG para aumentar e acelerar a produção de petróleo foi relatada em todos os testes de campo.

Akervoll³³ reportou que sistemas de injeção WAG e água combinada com gás têm despertado interesse em virtude da melhoria na recuperação de petróleo no Mar do Norte, desde o início de sua implementação.

^c Histerese - tendência de um material ou sistema de conservar suas propriedades na ausência do estímulo que as gerou.

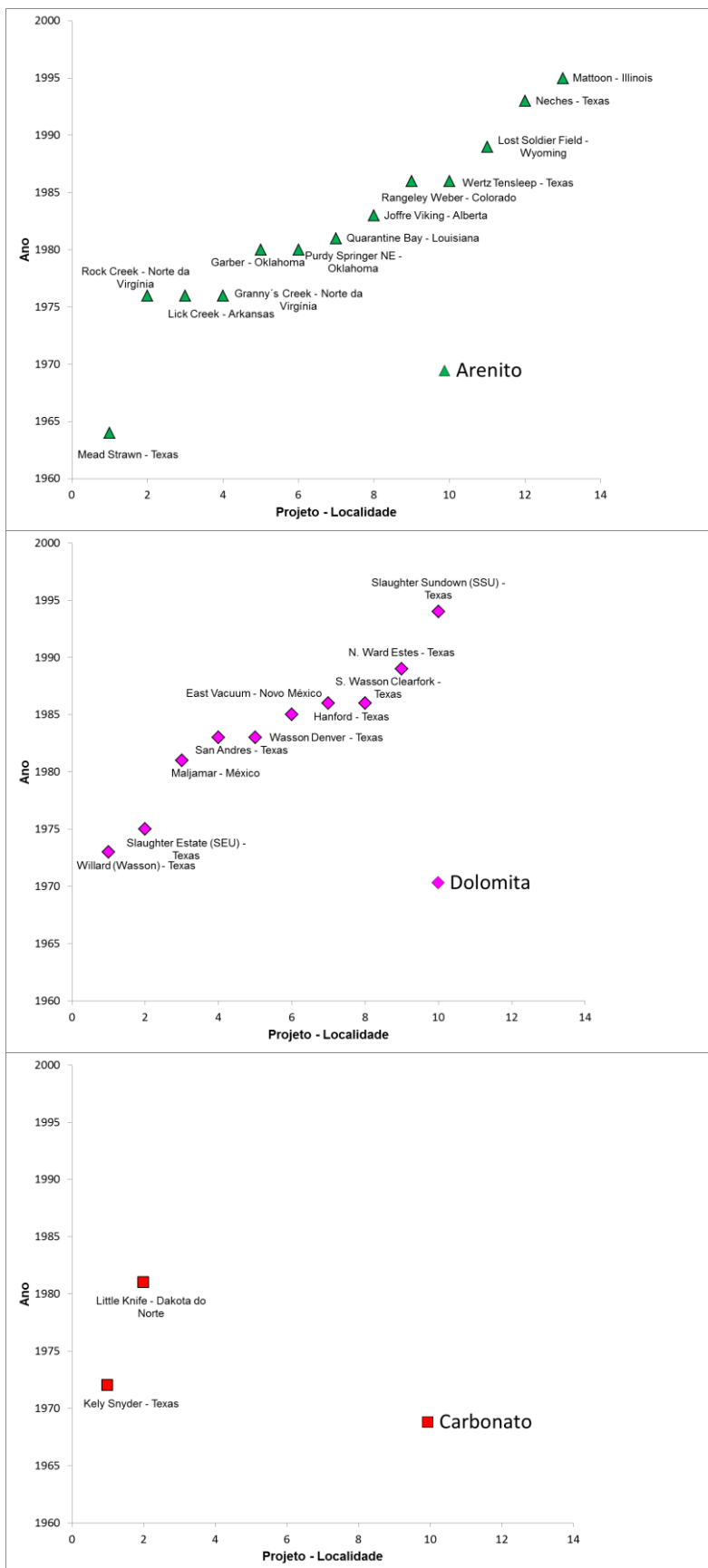


Figura 3. Exemplos de aplicação de WAG, utilizando CO₂, nas últimas quatro décadas (Extraído e modificado de Christensen, 2001)¹⁰

Em 2000, Camposana⁸ apresentou a simulação de injeção WAG realizada para o Campo de Araçás na Bahia. O reservatório em questão (Água Grande, bloco alto) encontrava-se bastante lavado por injeção de água, foi proposto então, interromper a injeção de água e iniciar a injeção de WAG com um grande banco de gás.

Após a simulação geoestatística das propriedades do reservatório, foi realizada a simulação numérica do fluxo no meio poroso. O estudo demonstrou que existem áreas do reservatório que não foram bem drenadas e que se encontra com alta saturação de óleo. Os resultados do estudo apontam para uma recuperação adicional de cerca de 5% de óleo e 10% de gás, somados ao fator de recuperação que seria obtido se se mantivesse a injeção convencional de água até o final da vida produtiva do campo.

Embora a injeção de WAG seja um método consagrado no mundo todo como um dos mais eficientes e baratos métodos de recuperação melhorada de petróleo, não se tem muitos relatos de aplicação no Brasil.

Svec³⁴ relata anormalidades de injetividade em processos WAG para recuperação melhorada de petróleo (IOR). Pesquisas realizadas pelo Centro de Pesquisa em Recuperação de Petróleo por injeção de CO₂ no Novo México (PRRC) indicaram que perda de injetividade em ciclos WAG tem sido um fator crucial e limitante em muitos projetos.

Em 2004, Nadeson *et. al.* relataram a aplicação de CO₂ no Campo de Dulang, na Malásia. A estratégia inicial de produção foi depleção seguida por injeção de água. Com uma concentração de 50% de CO₂ no gás produzido, partiu-se para aplicação do WAG. Uma seção do reservatório foi escolhida para aplicação de um piloto com seis poços (dois injetores e quatro produtores). Os resultados do piloto foram muito positivos. Além do acréscimo da produção de óleo, foram observadas reduções na produção de água e na razão gás-óleo (RGO). A pressão do reservatório foi mantida e não foram

registrados problemas sérios de injetividade.³⁶

As últimas décadas vêm sendo marcadas pelos incentivos ao uso de energia limpa e ao sequestro de carbono, devido ao possível efeito da emissão de CO₂ pela queima de combustíveis fósseis na intensificação do efeito estufa. Nesse contexto, a injeção de CO₂ em poços de petróleo, seja como método de EOR ou de armazenamento geológico, pode ser uma aliada no processo de sequestro de carbono.^{37,38}

Uma oportunidade para a WAG-CO₂ surge no Brasil, em razão das recentes descobertas de grandes reservas de óleo na camada do pré-sal. Segundo Beltrão,³⁹ o óleo contido nos reservatórios carbonáticos do pré-sal é leve (28 – 30º densidade API – *American Petroleum Institute*), com uma alta quantidade de gases, RGO de mais de 200 m³/m³, e contendo entre 8 e 12% de CO₂, o que torna o uso do gás para a recuperação avançada de óleo uma possibilidade.

Almeida⁴⁰ sugere que a alternativa para os campos do pré-sal é a re-injeção do gás produzido, contendo CO₂, e que o método de injeção WAG tem uma boa perspectiva de aumento do fator de recuperação de petróleo desses reservatórios.

2.3. Simulação Numérica de reservatórios

A complexidade dos fenômenos envolvidos na aplicação da técnica WAG, faz com que previsão de sua eficiência em campo não seja simples. O escoamento multifásico em meios porosos, onde óleo, gás e água dividem o mesmo espaço, ainda não é completamente entendido, assim como são os métodos convencionais de recuperação.³⁸

A simulação numérica de reservatórios é um método largamente utilizado na indústria de petróleo. No entanto, a qualidade dos resultados de simulação depende da capacidade do modelo de reproduzir fielmente as características e condições do reservatório em estudo. Isso torna a

modelagem do reservatório uma etapa crucial, que, no entanto, tem incertezas associadas à interpretação das propriedades geológicas do reservatório. Uma das alternativas para lidar com essa dificuldade de modelagem do reservatório é a construção de diferentes modelos do reservatório e o tratamento dos resultados de forma probabilística e não determinística.³⁷

Alguns simuladores de reservatório comerciais, como o ECLIPSE (Schlumberger),⁴¹ IMEX, STARS e GEM (*Computer Modelling Group* – CMG),⁴² têm programados diversos modelos para cálculo de permeabilidades relativas trifásicas a partir de curvas bifásicas, assim como vários modelos de histerese de permeabilidade relativa e pressão capilar.

A seguir, são destacadas algumas características dos simuladores relatados na literatura.⁴¹⁻⁴³

Simuladores black-oil para simulações de processos de injeção de solventes consideram o equilíbrio imediato entre o solvente e as diversas fases. Isto é, a miscibilidade total é atingida imediatamente assim que solvente e óleo entram em contato. Este equilíbrio instantâneo é definido por constantes de equilíbrio que são funções unicamente de pressão e de temperatura. A solubilidade do CO₂ na água também é considerada.⁴³

Os simuladores composicionais para simulações de processos de injeção de solventes utilizam equações de estado para o cálculo do equilíbrio de fases, podendo representar a miscibilidade por múltiplos contatos e os componentes hidrocarbonetos reunidos em categorias (*lumping*).⁴³

Uma análise composicional adequada dos componentes hidrocarbonetos é necessária para que se possa fazer a modelagem dos fluidos e suas caracterizações termodinâmicas, possibilitando o uso de simuladores composicionais de escoamento em meio poroso. Para o caso de óleos pesados, usando as equações de estado disponíveis, isso é uma tarefa desafiadora e introduz mais erros computacionais.⁴⁴

Segundo Lawrence, a heterogeneidade do reservatório é o efeito mais importante, tendo maior impacto na recuperação do que os parâmetros WAG propriamente ditos. Em geral, a eficiência de varrido da injeção de gás é menor que a da injeção de água. Para que se possa reproduzir a instabilidade da frente de avanço de gás (*fingers* e canalizações), a distribuição de permeabilidades precisa ser representada nos modelos de simulação em escala mais refinada do que em processos normais.³⁵

A solubilização do CO₂ na fase aquosa deve ser levada em consideração nos estudos de simulação, uma vez que isto limita ou reduz a capacidade do solvente contatar a fase oleosa. Isto pode causar importante redução na produção de óleo. Esse efeito torna-se mais pronunciado para colchões pequenos de CO₂, maiores saturações iniciais de água, maiores razões WAG e menores salinidades de água de formação.⁴⁵

Segundo Pegoraro,³⁸ os modelos de conversão das permeabilidades bifásicas, mais simples e usualmente medidas em laboratório, em permeabilidades trifásicas, não se mostram muito confiáveis. Esses modelos são empíricos e não foram desenvolvidos para condições diversas de molhabilidade da rocha.

Isso torna imprescindível conhecer melhor o comportamento do processo WAG, inicialmente em escala de laboratório. Através da simulação de experimentos, avaliar se os simuladores de reservatórios, que são amplamente utilizados pela indústria para previsão e desenvolvimento da produção, têm condição de representar satisfatoriamente os fenômenos presentes numa injeção WAG, com os modelos de permeabilidade trifásica e histerese.³⁸

Uma dificuldade experimental adicional surge quando a rocha é carbonática e entra em contato com o gás CO₂. A rocha pode sofrer dissolução em virtude de sua natureza reativa, causando aumento de permeabilidade devido ao aparecimento de caminhos preferenciais.³⁸

2.4. Limitações e problemas operacionais

A injeção WAG é mais exigente do que a injeção de gás ou água pura porque o fluido de injeção deve ser alternado frequentemente. Embora apenas um pequeno número de problemas operacionais seja relatado, eles são basicamente os mesmos para os diferentes campos. As principais limitações e os problemas operacionais mais relevantes da injeção WAG reportados na literatura estão listados abaixo.^{5,7,10,13,46,47}

- **Bloqueio por água (*water shielding*)**

O escoamento de água trapeia o óleo na forma de glóbulos, dificultando o acesso do banco de solvente subsequente ao óleo residual. Isso retarda a produção de óleo. O problema parece ser mais grave em rochas molhadas por água do que em rochas molhadas por óleo ou de molhabilidade mista. O bloqueio por água parece ser menos grave caso CO₂ seja o solvente utilizado, devido à sua maior capacidade de nela se dissolver e se difundir, até atingir o óleo residual. A maior solubilidade do CO₂ em água, se comparada a outros hidrocarbonetos e ao N₂, portanto, facilita esta transferência de massa até o óleo trapeado. Em estratégias de injeção alternada com água, ele deve ser mais eficiente que outros solventes.⁷

- **Fuga de CO₂**

A falta de conhecimento geológico pode levar a fuga do CO₂ injetado para fora da área do projeto.⁴⁸

- **Breakthrough precoce de gás**

Pode causar o fechamento antecipado de produtores, o que é especialmente crítico para o ambiente *offshore*, devido ao número reduzido de poços. O problema é agravado ainda mais se o campo contiver canais de alta

permeabilidade ou fraturas.^{49,50} Segundo Hadlow,¹⁵ a produção excessiva de CO₂ pode ser contornada pelo aumento da razão WAG ou pelo uso de polímeros/espumas.

- **Fadiga de colunas**

Diferenças nas temperaturas dos fluidos (gás e água) injetados no processo WAG causam estresse nas tubulações metálicas. Problemas como esse foram observados no campo de Brage,³¹ por exemplo, e foi mitigado com o uso de materiais que suportam expansões e contrações sucessivas.

- **Perda de injetividade**

As causas da perda de injetividade podem ser: mudanças de permeabilidade relativa devido ao fluxo trifásico, aquecimento do poço (reduzindo o aumento de permeabilidade causado por microfaturamentos térmicos) e precipitações (ex: asfaltenos, hidratos) no entorno dos poços injetores.

A perda de injetividade pode ser contornada através da redução da razão WAG, através do aumento da pressão de injeção, pela da estimulação dos poços injetores ou pela perfuração de novos poços.

- **Danos a equipamentos**

Danos às bombas centrífugas submersas e às bombas mecânicas devido à produção em alta RGO.¹⁵ Observa-se que os projetos de WAG miscível ocasionam menos problemas de erosão nos equipamentos, devido à diminuição da produção de gás.⁵¹

- **Dispersão (*Small Scale Mixing*)**

É o fenômeno conhecido como dispersão física ou dispersão convectiva, que causa o espalhamento dos componentes pelas várias fases. Em termos práticos, devido à dispersão, a concentração efetiva de CO₂ que contata o óleo virgem é menor, reduzindo o

desenvolvimento da miscibilidade.

A dispersão convectiva é causada por caminhos tortuosos e heterogeneidades de pequena escala e deixa a frente de deslocamento mais dispersa, o que reduz a eficiência de deslocamento. O nível de dispersão é expresso pelo número adimensional de Peclet.

- **Segregação gravitacional**

Quando a permeabilidade vertical é muito elevada, dependendo da massa específica dos fluidos, há a possibilidade dos colchões de gás e água se separem. Após alguns metros fluindo pela mesma região do reservatório, o gás passa a escoar pelo topo e a água pela base do reservatório. Desta forma, perde-se o principal benefício do uso do WAG, que é o trapeamento do gás e seu controle de mobilidade. Esta segregação faria o gás atuar numa região muito menor e de forma muito mais lenta, ainda que mais eficientemente, graças ao deslocamento descendente estável.

No caso do CO₂, sob certas condições, sua massa específica seria próxima às massas específicas do óleo e da água, o que minimizaria este problema. Além disso, a solubilização do CO₂ na água poderia causar sua expansão (2-7%) e reduzir sua massa específica. Isso também diminuiria um pouco a segregação gravitacional. Alguns autores dizem que para carbonatos a segregação gravitacional não é um problema relevante, devido à estratificação dos reservatórios típicos.⁵²

Costuma-se tentar minimizar o problema aumentando as vazões de injeção, para estender a zona trifásica. Neste caso, porém, se outras condições do reservatório forem favoráveis, é melhor partir para a injeção combinada de gás no topo e água na base do reservatório.

- **Problemas geomecânicos**

A solubilização do CO₂ na água eleva sua acidez devido à formação de ácido carbônico,

o que pode levar à dissolução de rochas carbonáticas.

O aumento do fator de recuperação devido à maior compactação e injetividade, pode também levar a problemas geomecânicos sérios, como subsidência e danos à integridade dos poços. Além disso, há risco de precipitação de asfaltenos e criação de canais de alta permeabilidade no reservatório.¹¹

- **Incrustação**

Problema comumente encontrado quando se usa CO₂ como gás de WAG. Além de causar perdas de produção, a incrustação pode danificar a camada protetora contra corrosão, comumente aplicada aos poços que entrarão em contato com o CO₂.

- **Corrosão**

Problema associado ao uso de CO₂, e muito sério quando os poços não estão preparados para receber este gás. A corrosão é usualmente resolvida através da utilização de materiais e revestimentos especiais, adequados ao serviço ácido sob alta pressão.

A corrosão nos injetores pode ser evitada mantendo o CO₂ livre de água. Em outras palavras, deve-se evitar a injeção simultânea de CO₂ e água. Outros métodos de controle de corrosão são: uso de inibidores de corrosão, uso de linhas separadas para a injeção de CO₂ e água, adoção de colchões de espaçamento quando da troca dos fluidos.

- **Precipitação de asfaltenos**

A precipitação de asfaltenos pode causar problemas a equipamentos de bombeio e entupir colunas e linhas de produção. Segundo Holm,⁵ devido aos riscos de precipitação de asfaltenos, somente óleos com API superior a 28 devem ser considerados para a injeção de CO₂. Em muitos campos o problema foi mitigado através da aplicação de solventes (ex: tolueno, xileno).

- **Formação de hidratos**

Ocorre em baixas temperaturas ($<16^{\circ}\text{C}$), como o ocorrido no campo Ekofisk.³² O resfriamento das cabeças dos poços em períodos de clima frio, também favorece este problema.

A formação de hidrato é mitigada através de injeção de metanol. Outra opção é o aquecimento da área no entorno do poço injetor, através da injeção de produtos químicos e o aquecimento da água de injeção.

3. Conclusões

Nas últimas duas décadas a questão da aplicação da injeção WAG para a recuperação avançada de petróleo tem despertado interesse na indústria de petróleo nacional. Isto devido à estratégia indicada para desenvolvimento dos poços produtores do reservatório pré-sal ser baseada na injeção alternada de CO_2 e água (WAG – *Water Alternating Gas*) como método para recuperação de óleo desde o início de sua produção.

Estes sistemas de injeção (WAG) são projetados para melhorar a eficiência de varredura e mobilizar o petróleo em zonas do reservatório. O processo de WAG pode ser simplificado como a combinação de duas técnicas tradicionais de recuperação avançada: influxo de água e injeção de gás. Ele combina a melhor eficiência de deslocamento do gás com a melhor eficiência de varrido da água

A utilização das técnicas de WAG trouxe avanços em alguns casos para a recuperação avançada, mas como toda técnica, tem seus problemas. Os problemas encontrados na combinação de dois processos de recuperação avançada (influxo de água, e injeção de gás) simultâneos são: corrosão e aparecimentos de anormalidades de injetividade durante os ciclos de WAG, o que

se torna um fator limitante crucial em muitos projetos.

Embora a injeção de WAG seja um método consagrado no mundo todo como um dos mais eficientes e baratos métodos de recuperação melhorada de petróleo, ele não tem sido aplicado no Brasil, com raras exceções.

O presente trabalho destaca as iniciativas brasileiras no estudo, utilizando principalmente simulação numérica para o entendimento do comportamento do processo WAG quando em contato com a rocha do reservatório. A complexidade dos fenômenos envolvidos na aplicação da técnica WAG, faz com que previsão de sua eficiência em campo não seja simples.

No entanto, alguns projetos de injeção WAG estão previstos para a região do pré-sal e o acompanhamento dos dados obtidos no campo irão auxiliar na validação dos simuladores numéricos e, até mesmo, os ensaios laboratoriais.

Referências Bibliográficas

- ¹ Thomas, J. E.; *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Interciência: Rio de Janeiro, 2001.
- ² de Sousa, K. S. M. G.; *Monografia de Conclusão de Curso*, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2001. [Link]
- ³ Mathiassen, O. M.; *Tese de Doutorado*, Norwegian University of Science and Technology, Noruega, 2003. [Link]
- ⁴ Kokal, S.; Al-Kaabi, A. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication* **2010**, 64. [Link]
- ⁵ Holm, L.W. Status of CO_2 and hydrocarbon miscible oil recovery methods. *Journal of Petroleum Technology* **1976**, 28, 76. [CrossRef]
- ⁶ Lyons, W.; Plisga, B. S.; *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, 2a ed., Elsevier Inc: Burlington, 2005.

- ⁷ Green, D. W.; Willhite, G. P.; *Enhanced Oil Recovery. Richardson: SPE Textbook Series*, Vol 8, 1998.
- ⁸ Camposana, F. P.; Mato, L. F.; *Artigo da Rio Oil & Gas Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, **2000**. [\[Link\]](#)
- ⁹ Matte, A. C.; *Projeto de Graduação do Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011. [\[Link\]](#)
- ¹⁰ Christensen, J. R.; Stenby, E. H.; Skauge, A.; *Artigo do International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, Villahermosa, Mexico, 2001. [\[CrossRef\]](#)
- ¹¹ Klins, M. A.; *Carbon dioxide flooding. Basic mechanisms and project design*. IHRDC Press: Boston, 1984.
- ¹² Rosa, A.; Carvalho, R.; Xavier, D.; *Engenharia de reservatórios de petróleo*, Editora Interciência Ltda: Rio de Janeiro, 2006.
- ¹³ Holm, L. W. Evolution of the carbon dioxide flooding processes. *Journal of Petroleum Technology* **1987**, *39*, 1337. [\[CrossRef\]](#)
- ¹⁴ Huang, E. T. S.; Holm, L.W. Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO₂ flooding. *SPE Reservoir Engineering* **1988**, *3*, 119. [\[CrossRef\]](#)
- ¹⁵ Hadlow, R. E.; *Artigo da SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington, EUA, 1992. [\[CrossRef\]](#)
- ¹⁶ Gharbi, R. B. C.; *Artigo da SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonésia, 2003. [\[CrossRef\]](#)
- ¹⁷ Izgec, O.; Demiral, B; Bertin, H.; Akin, S.; *Artigo da SPE Western Regional Meeting*, Irvine, Califórnia, 2005. [\[CrossRef\]](#)
- ¹⁸ Holm, L.W. Carbon dioxide solvent flooding for increased oil recovery. *Petroleum Transactions, AIME*. **1959**, *216*, 225. [\[Link\]](#)
- ¹⁹ Surguchev, L. M.; Korbøfl, R.; Haugen, S.; Krakstad, O. S.; *Artigo da European Petroleum Conference*, Cannes, France, 1992. [\[CrossRef\]](#)
- ²⁰ van Poolen, H. K.; *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*, PennWell Books: Tulsa, 1980.
- ²¹ Cudde, B. H.; Dyes, A. B. Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection. *Petroleum Transactions, AIME*. **1958**, *213*, 281. [\[Link\]](#)
- ²² Drid, N.; Djebbar, T. *Artigo da SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Perth, Australia, 2004. [\[CrossRef\]](#)
- ²³ Espie, A. A.; *Artigo da International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 2005. [\[CrossRef\]](#)
- ²⁴ Walker, J. W.; Turner, J. L. Performance of Seeligson Zone 20B-07 Enriched-Gas-Drive Project. *Journal of Petroleum Technology* **1968**, *20*, 369. [\[CrossRef\]](#)
- ²⁵ Reid, T. B.; Robinson, H. J. Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO₂/Waterflood Project. *Journal of Petroleum Technology* **1981**, *33*, 1723. [\[CrossRef\]](#)
- ²⁶ Moffitt, P. D. and Zornes, D. R.; *Artigo do SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington, EUA, 1992. [\[CrossRef\]](#)
- ²⁷ Nybraaten, G.; Svorstoel, I.; Andfossen, P. O.; *Artigo do European IOR Symposium*, Moscou, Russia, 1993.
- ²⁸ Dalen, V.; Instefjord, R; Kristensen, R. A WAG formation Pilot in the Lower Brent Formation at the Gullfaks Field, *Geological Society* **1995**, *84*, 143. [\[CrossRef\]](#)
- ²⁹ Fayers, F. J.; Taggart, J. P.; Sargent, N. *Artigo do Improved Oil Recovery Conference*, Londres, Inglaterra, 1996.
- ³⁰ Hinderaker, L.; Utseth, R. H.; Hustad, O. S.; Akervoll, I.; Dalland, M.; Kvanvik, B. A.; Austad, T.; Paulsen, J. E.; *Artigo do European Petroleum Conference*, Milão, Itália, 1996. [\[CrossRef\]](#)
- ³¹ Jensen, J.; Nesteby, H; Slotte, P. A.; *Artigo do Norwegian Petroleum Directorate*, Stavanger, Noruega, 1996.
- ³² Hermansen, H.; Thomas, L. K.; Sylte, J. E.; Aasboe, B. T.; *Artigo do SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Texas, EUA, 1997. [\[CrossRef\]](#)
- ³³ Akervoll, I.; Talukdar, M. S.; Midtlyng, S. H.; Stensen, J. A.; Torsaeter, O.; *Artigo do SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Oklahoma, EUA, 2000. [\[CrossRef\]](#)
- ³⁴ Svec, R. K.; Grigg, R. B.; *Artigo do SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Louisiana, EUA, 2001. [\[CrossRef\]](#)
- ³⁵ Lawrence, J. ; Teletzke, G. F.; Hutfilz, J. M.; Wilkinson, J. R.; *Artigo do Middle East Oil Show*, Bahrein, 2003. [\[CrossRef\]](#)

- ³⁶ Nadeson, G.; Anua, N. A. B.; Singhal, A.; Ibrahim, R. B. *Artigo do SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Perth, Australia, 2004. [[CrossRef](#)]
- ³⁷ Cotia, D. M. R.; *Monografia de conclusão do curso de Engenharia de Petróleo*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012. [[Link](#)]
- ³⁸ Pegoraro, R. T.; *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012. [[Link](#)]
- ³⁹ Beltrão, R. L. C.; Sombra, C. L.; Lage, A. C. V.; Netto, J. R. F.; Henriques, C. C. D. ; *Artigo do Offshore Technology Conference*, Texas, EUA, 2009. [[CrossRef](#)]
- ⁴⁰ Almeida, A. S.; Lima, S. T. C.; Rocha, P. S.; Andrade, A. M. T; Branco, C. C. M.; Pinto, A. C. C.; *Artigo do SPE International Conference on Health*, Rio de Janeiro, Brasil, 2010. [[CrossRef](#)]
- ⁴¹ Manual dos simuladores Schlumberger; ECLIPSE 100 e ECLIPSE 300, versão 2007.
- ⁴² Manual dos simuladores CMG - *Computer Modelling Group*; IMEX, STARS, GEM, versão 2008.10.
- ⁴³ Gilman, J. R.; *Artigo do International Forum on Reservoir Simulation*, Bühl, Alemanha, 2002. [[Link](#)]
- ⁴⁴ Al-Quraini, A.; Sohrabi, M.; *Artigo do EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*, Londres, Inglaterra, 2007. [[CrossRef](#)]
- ⁴⁵ Enick, R. M.; Klara, S. M. Effects of CO₂ solubility in brine on the compositional simulation of CO₂ floods. *SPE Reservoir Engineering Journal* **1992**, 7, 253. [[CrossRef](#)]
- ⁴⁶ Shelton, J. L.; Schneider, F. N. The effects of water injection on miscible flooding methods using hydrocarbon and carbon dioxide. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **1975**, 15, 217. [[CrossRef](#)]
- ⁴⁷ Heeremans, J. C.; Esmael, T. E. H.; van Kriujdsijk, C. P. J. W.; *Artigo do SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, Oklahoma, EUA, 2006. [[CrossRef](#)]
- ⁴⁸ Goodrich, J. H.; *Artigo do SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*, Oklahoma, EUA, 1980. [[CrossRef](#)]
- ⁴⁹ Holloway, H. D.; Fitch, R. A. Performance of a miscible flood with alternate gas-water displacement. *Journal of Petroleum Technology* **1964**, 16, 372. [[CrossRef](#)]
- ⁵⁰ Holm, L. W. Propane-gas-water miscible floods in watered-out areas of the Adena Field. *Journal of Petroleum Technology* **1972**, 24, 1264. [[CrossRef](#)]
- ⁵¹ Prosper, G. W.; *Dissertação de Mestrado*. Universidade de Alberta, 1992. [[Link](#)]
- ⁵² Holm, L.W. Mechanisms of oil displacements by carbon dioxide. *Journal of Petroleum Technology* **1974**, 26, 1427. [[CrossRef](#)]