

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:



TÍTULO DO TRABALHO:

UMA AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE WAG UTILIZANDO O BOAST

AUTORES:

LADISLANE DOS SANTOS BASTOS, GLORIA MEYBERG NUNES COSTA, MARCELO EMBIRUÇU

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, UFBA, Salvador-BA.
Fone: (71) 3283-9800

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.

Uma avaliação técnica e econômica de WAG utilizando o BOAST

Abstract

Water alternating gas injection (WAG) is a method of enhanced oil recovery that combines the sweep efficiency of the water together with the displacement efficiency of the gas aiming to control the mobility ratio. The BOAST, a three-dimensional, three-phase, black oil public domain reservoir simulator, was used as a tool to estimate the productive behavior of a reservoir of undersaturated oil, whose properties were obtained from the literature. Initially, simulations of the continuous injections of water and associated gas were made separately to determine: (i) the optimum operating flow rate, capable of providing the largest cumulative production of oil and (ii) the optimum location of the injection wells. These values were used as reference for the determination of the optimum cycle in the water-alternating-gas process. In addition to this technical analysis, an economic feasibility study was performed by determining the Net Present Value (NPV). The results showed that the method WAG, alternating the injected fluid every 60 days and with specified flow rates at 600 STB/d of water and 9000 MCF/d of associated gas, was able to provide a higher cumulative oil production compared to the continuous injection of gas or water. The estimated values of NPV show that the technique of continuous injection of gas is the most economically viable way to evaluate, even with less accumulated production of oil than the WAG, because the continuous injection of gas allows for greater production of associated gas and low amount of water.

Keywords: Water alternating gas injection, Optimization, BOAST, Economic feasibility study.

Introdução

O método de injeção alternada de água e gás (WAG - Water Alternating Gas) é similar a injeção contínua de água ou gás, diferenciando-se pelo fato de que são formadas frentes de avanço alternadas destes fluidos que deslocam o óleo no sentido do poço produtor. Suas principais vantagens são: associação da maior eficiência de deslocamento microscópico do gás com a melhor eficiência de varredura macroscópico da água (JABER *et al.*, 2017); controle da mobilidade do gás (DANG *et al.*, 2016) atenuação da formação de “fingers” e custo operacional relativamente baixo (DA ROSA *et al.*, 2016). WAG ainda não é uma técnica totalmente dominada, sendo necessária uma adequação das principais variáveis do processo (o tipo dos fluidos injetados, o tempo de alternância entre eles e a vazão de injeção de cada um). Neste contexto, os simuladores se apresentam como importante ferramenta para determinação dos valores ótimos destas variáveis através da previsão do desempenho produtivo. Neste trabalho, foi utilizado o BOAST (Black Oil Applied Simulation), simulador de reservatórios tridimensional, trifásico e black-oil, disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, que considera fluxo isotérmico e que as propriedades físicas são dependentes apenas da pressão. Embora utilizado por vários autores, por ser um simulador livre, pouquíssimos trabalhos podem ser encontrados utilizando o BOAST para avaliação do processo WAG. Além da técnica de recuperação de petróleo ser viável tecnicamente, outro aspecto precisa ser analisado antes da sua implementação, o econômico. Neste trabalho é realizada a avaliação econômica da fase de produção, sendo levados em consideração apenas os custos operacionais e as receitas provenientes do projeto. O indicador econômico utilizado foi o VPL (valor presente líquido), que se baseia no critério de rentabilidade. (DE SENNA, 2011). O método VPL traz os valores futuros do fluxo de caixa para o presente, permitindo melhor coerência na comparação monetária porque os valores são comparados na mesma referência temporal. (PEREIRA, 2004). Neste artigo é avaliado o desempenho da injeção alternada de água e gás associado em um reservatório de óleo subsaturado. São considerados tanto os ganhos obtidos em termos de produção acumulada de óleo com a utilização da técnica WAG, quanto

as vantagens de reutilização do próprio gás associado, obtido como subproduto da produção de óleo. O BOAST foi selecionado para estimar a produção acumulada de óleo e auxiliar a determinação do ciclo ótimo de operação do processo WAG. Por fim, foi calculado o VPL, considerando a condição ótima de produção através da WAG em comparação com os métodos de injeção contínua de água e gás associado, visando identificar também a melhor tecnologia do ponto de vista econômico.

Metodologia

O BOAST utiliza uma modelagem black oil, em que as equações diferenciais que descrevem o escoamento no meio poroso são resolvidas utilizando o método IMPES (implícito na pressão e explícito na saturação). Um sumário dos dados de entrada utilizados neste trabalho é apresentado nas Tabelas 1 e 2, sendo quatro poços produtores e um injetor. Devido a dificuldade de obtenção de dados completos de um reservatório, os demais dados de entrada foram mantidos conforme Exemplo 3 disponibilizado pelo simulador BOAST, sumarizados na Tabela 2.

Tabela 1: Propriedades do reservatório (Bautista,2010)

Propriedades	Valores
Permeabilidade horizontal / vertical	50 mD / 5 mD
Porosidade	21%
Saturação irreduzível de água	25%
Saturação inicial de água / óleo	25% / 75%
Compressibilidade da rocha	5×10^{-6} psia ⁻¹

Tabela 2: Propriedades dos fluidos e características operacionais (simulador BOAST)

Propriedades	Valores
Massa específica do gás nas condições padrão (lb/ft ³)	0,0647
Massa específica do óleo nas condições de superfície padrão (lb/ft ³)	46,244
Massa específica da água nas condições de superfície padrão (lb/ft ³)	62,238
Tempo máximo real a ser simulado durante a corrida (dias)	300
Pressão média máxima limite para terminar a corrida (psia)	10000
Pressão média mínima limite para terminar a corrida (psia)	150
Dimensões da malha (xyz)	10 x 1 x 4

Tabela 3: Receitas e custos associados a produção com injeção de água e gás (Silva, 2012)

	Receitas	Custos
Óleo produzido	70,00 \$/bbl	-
Gás produzido	0,44 \$/m ³	-
Água produzida	-	3,00 \$/m ³
Água injetada	-	1,50 \$/m ³
Gás injetado	-	0,22 \$/m ³
Poços perfurados	-	1.000.000,00 \$/poço

Após a etapa de estudo técnico, utilizando o BOAST, está sendo realizado também neste trabalho um estudo de viabilidade econômica, utilizando o indicador econômico VPL como parâmetro de comparação dos cenários estudados. O VPL de um projeto pode ser determinado através da equação:

$$VPL = \sum_{n=0}^N F_n (1+i)^{-n}$$

onde: VPL é o valor presente líquido do projeto; n é o número de períodos; N é o período final de avaliação do projeto; F_n são os valores futuros envolvidos no fluxo de caixa; i é a taxa mínima de atratividade.

A taxa mínima de atratividade utilizada no cálculo do VPL foi definida em 15% a.a, conforme utilizado em Silva, 2012. Na Tabela 3 constam os valores referenciais de receitas e custos adotados para o cálculo do VPL. Foram avaliados três diferentes métodos de recuperação avançada: i) Injeção contínua de água; ii) Injeção contínua de gás associado; iii) Injeção alternada de água e gás associado. Primeiramente foram realizadas simulações das injeções contínuas de água e de gás para

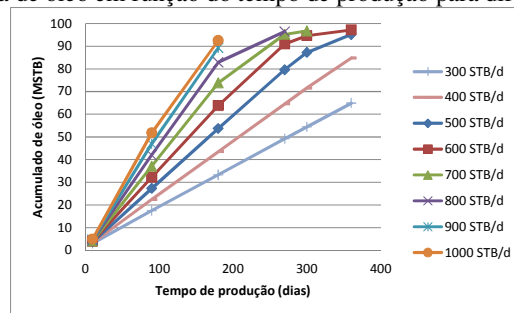
determinação: i) das vazões ótimas de operação, ou seja, aquelas que resultam em maior produção acumulada de óleo; ii) do ponto ótimo de localização dos poços injetores. Os resultados obtidos na primeira etapa do trabalho foram utilizados como dados de entrada para determinação do ciclo ótimo no processo WAG, avaliando a alternância mensal, bimestral, trimestral e semestral. Por fim um estudo de viabilidade econômica foi realizado comparando o VPL dos três métodos de recuperação avançada estudados neste artigo, considerando as condições operacionais que resultaram em maior acumulado de óleo em cada.

Resultados e Discussão

Nesta seção são apresentados sequencialmente os resultados e análises dos estudos de otimização das vazões operacionais e da localização do poço injetor para as injeções contínuas de água e gás, seguidas pela otimização do ciclo WAG e da avaliação econômica destes métodos de recuperação.

1. Vazão ótima para Injeção contínua de água: Com o objetivo de determinar seu valor ótimo, a taxa de injeção de água foi variada entre 300 e 1000 STB/d. Todas as outras variáveis de simulação foram mantidas constantes, incluindo a localização do poço injetor, fixada nas coordenadas $x=1$, $y=1$ e $z=4$. Como observado na Figura 1, quanto maior a taxa de injeção de água, maior a produção de óleo, pois a pressão estabelecida no reservatório, que é a força motriz para deslocamento do óleo, é maior. Porém, taxas muito altas podem ser desfavoráveis ao processo: as curvas para injeção de 700, 800, 900 e 1000 STB/d foram interrompidas antes dos 360 dias avaliados, pois a pressão máxima especificada na Tabela 2, relacionada a limitação física do reservatório, foi excedida. A taxa de crescimento da produção acumulada correspondente às menores taxas de injeção avaliadas (300 e 400 STB/d) apresenta comportamento sempre crescente no intervalo estudado, enquanto as curvas correspondentes às outras taxas de injeção, a partir de um determinado tempo de produção apresentam uma redução da taxa de crescimento, o que possivelmente está relacionado a alteração da razão de mobilidade, que representa a razão entre a mobilidade do fluido deslocante (água) e a mobilidade do fluido deslocado (óleo), e é função da permeabilidade relativa e viscosidade de cada fase. Quanto maior a taxa de injeção do fluido deslocante, maior se torna a saturação dele no reservatório e consequentemente a sua permeabilidade relativa, que é função da saturação, afetando a razão de mobilidade, de maneira que o deslocamento da água torna-se mais favorecido que do óleo. Portanto, para o exemplo em questão, no intervalo de produção de um ano, o valor ótimo de injeção contínua de água é 600 STB/d.

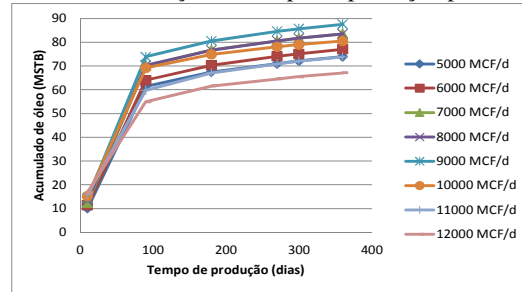
Figura 1: Produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes taxas de injeção de água



2. Vazão ótima para Injeção contínua de gás: Com o objetivo de determinar o valor ótimo de operação, a taxa de injeção de gás foi variada entre 5000 e 12000 MCF/d. As demais variáveis necessárias para simulação foram mantidas constantes. A Figura 2 indica que quanto maior a taxa de injeção maior a produção acumulada de óleo até o valor de 9000 MCF/d, depois deste valor, com o aumento da taxa de injeção ocorre a redução do acumulado de óleo produzido e aumento da produção de gás. Dentre os fatores que podem justificar esse comportamento regressivo está a baixa eficiência de varrido deste método, que resulta em irregularidades na frente de gás que desloca o óleo e consequentes canalizações e formações de “fingers”. Um dos fatores que estão relacionados à

formação de “fingers” é a alta razão de mobilidade, ou seja, o fato do fluido deslocante ter maior mobilidade que o fluido deslocado. Desta maneira, para maiores taxas de injeção de gás, maior a saturação deste fluido no reservatório, aumentando a permeabilidade relativa do mesmo e a razão de mobilidade. A razão de mobilidade assume valores desfavoráveis ao processo para taxas de injeção superiores a 9000 MCF/d de gás que é o valor ótimo de operação.

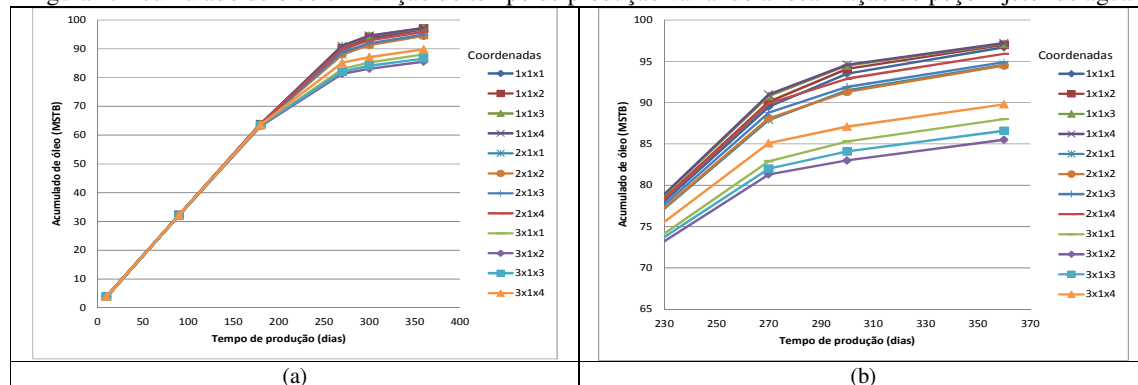
Figura 2: Produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes taxas de injeção de gás



3. Otimização da localização do poço injetor: Os 4 poços produtores considerados na simulação, mantidos fixos, estão localizados na última coluna da malha ($x=10$) nas camadas de 1 a 4. O estudo da localização ótima do poço injetor foi realizado separadamente para as injeções contínuas de água e gás. Em ambos os casos, a localização do poço injetor foi variada desde a coluna mais afastada do poço produtor (correspondente a uma injeção periférica em $x=1$) até uma coluna mais próxima do centro da malha ($x=3$). Simultaneamente, também foi alternada a camada de injeção no reservatório, desde a mais superficial ($z=1$) até a mais profunda ($z=4$). Todas as outras propriedades do sistema foram mantidas constantes durante esta avaliação.

3.1. Localização ótima – Injeção contínua de água: A avaliação da localização ótima do poço injetor de água (Figura 4) foi realizada para vazão ótima de 600 STB/d. As curvas apresentam os mesmos valores até 180 dias de produção, como observado na Figura 4a. Após este tempo as curvas continuam bem próximas, por esta razão, para melhor visualização, foi construída a Figura 4b que destaca os resultados a partir de 230 dias de produção.

Figura 4: Acumulado de óleo em função do tempo de produção variando a localização do poço injetor de água

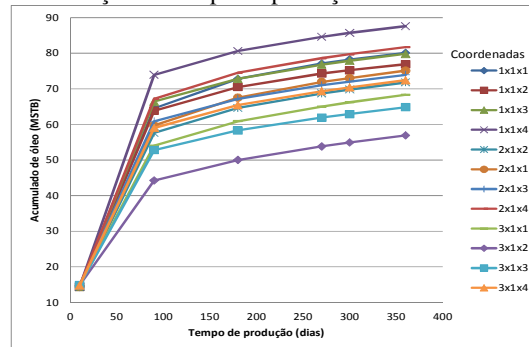


Pela análise da Figura 4b, a injeção nos pontos mais periféricos garantem melhores resultados, enquanto que quanto mais próximos estiverem os poços de injeção e produção, menor será a produção acumulada de óleo. Este comportamento está relacionado ao mecanismo de recuperação por esta técnica, em que a região inundada pela água cria uma frente de avanço que “empurra” o banco de óleo no sentido do poço produtor, assim, quanto mais afastado do ponto de produção, maior a extensão de óleo que pode ser atingida pela frente de avanço e ser deslocada. A proximidade das curvas é justificada pela alta eficiência de varrido desta tecnologia. Conforme Figura 4b, a configuração que resulta em maior produção acumulada de óleo é a fixada em $x=1$, $y=1$ e $z=4$, que corresponde a

mesma localização fixada durante a determinação da vazão ótima de injeção de água, portanto, fixando a localização do poço injetor, torna-se desnecessário reavaliar este valor determinado como 600 STB/d de água. O mesmo estudo foi realizado utilizando as vazões diárias de 500 e 700 STB (valores logo acima e abaixo da vazão ótima). Os resultados indicaram que nenhuma combinação avaliada, de vazão e localização da injeção, resulta em maior recuperação de óleo que a combinação 600 STB/d de água injetados em $x=1$, $y=1$ e $z=4$.

3.2. Localização ótima – Injeção contínua de gás: A avaliação da localização ótima do poço injetor de gás (Figura 5) foi realizada para a vazão ótima de 9000 MCF/d, indicando a melhor configuração fixada em $x=1$, $y=1$ e $z=4$. Como esta localização é a mesma utilizada na etapa de otimização da taxa de injeção de gás, também não foi necessário reavaliar o valor ótimo determinado como 9000 MCF/d de gás. O mesmo estudo foi realizado utilizando as vazões diárias de 8000 e 1000 MCF (valores logo acima e abaixo da vazão ótima). Os resultados indicaram que nenhuma combinação avaliada, de vazão e localização da injeção, resulta em maior recuperação de óleo que a combinação 9000 MCF/d de gás injetados em $x=1$, $y=1$ e $z=4$. O princípio de recuperação de óleo através da injeção contínua de gás é similar a injeção de água. Por esta razão, a injeção periférica também garante melhores resultados quando gás é injetado no reservatório, pois uma maior extensão de óleo pode ser atingida e deslocada. Contrário ao comportamento observado na Figura 4a, as curvas obtidas na Figura 5 se diferenciam desde o início da produção e permanecem afastadas uma das outras para uma mesma coluna (coordenada x fixa). Essa diferenciação é resultado da baixa eficiência de varrido da injeção de gás e as diferenças de viscosidade e densidade entre as fases gasosa e oleosa, o que na prática indica que o fluido deslocante tende a percorrer caminhos preferenciais, de maneira que para cada diferente ponto de injeção haverá um diferente comportamento da frente de avanço de gás, já que a uniformização desta frente não é controlada tão facilmente como com a água que apresenta alta eficiência de varrido.

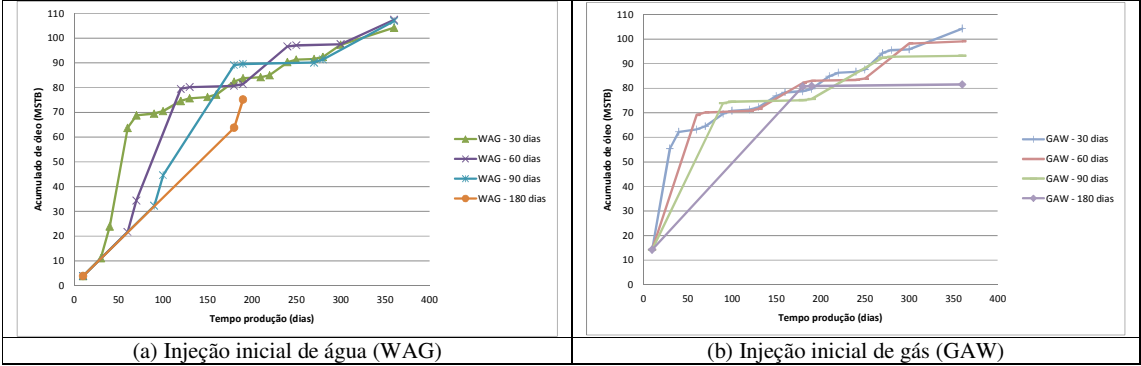
Figura 5: Acumulado de óleo em função do tempo de produção variando a localização do poço injetor de gás



4. Ciclo ótimo para Injeção alternada de água e gás: Na avaliação da técnica WAG foram adotados os valores ótimos: água injetada 600 STB/d e gás 9000 MCF/d. O poço injetor para ambos os casos foi fixado nas coordenadas $x=1$, $y=1$ e $z=4$. Foram avaliados no período de um ano de produção os ciclos de 30, 60, 90 e 180 dias. Foram analisadas duas possibilidades de operação: a injeção inicial de água, seguida de gás (WAG); e a injeção inicial de gás, seguida de água (GAW). Neste processo, em que ocorre o fluxo simultâneo das três fases e a injeção de diferentes fluidos em intervalos de tempo determinados, a saturação das fases é ajustada a cada ciclo, modificando as permeabilidades relativas e permitindo o controle de mobilidade, por isso observa-se maior estabilidade da frente de avanço no processo WAG, combinando as eficiências de varrido e deslocamento de cada fluido. Fisicamente, os melhores resultados em termos de recuperação de óleo serão observados nas configurações em que o fluido injetado é substituído quando a mobilidade passa a ser afetada negativamente, ou seja, quando as desvantagens da injeção contínua tornam-se mais acentuadas no meio. Os resultados para WAG, na Figura 6a, indicam que o ciclo ótimo neste caso corresponde a alternância de fluido a cada 60 dias. Os

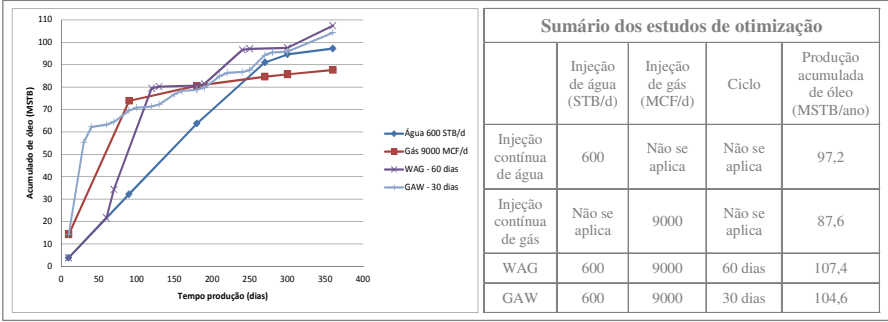
resultados para GAW, na Figura 6b, indicam que o ciclo ótimo para este caso corresponde a alternância a cada 30 dias.

Figura 6: Produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes ciclos



A Figura 7 apresenta uma comparação das curvas ótimas de produção acumulada de óleo de cada método avaliado e um sumário com as variáveis ótimas de cada técnica e os resultados de produção acumulada no período de um ano. O ciclo WAG com alternância a cada 60 dias, iniciando com injeção de água, foi o ciclo que retornou maior produção de óleo em comparação aos outros cenários.

Figura 7: Análise comparativa das condições ótimas de injeção contínua e alternada de água e gás



5. Avaliação econômica: As vazões de injeção e produção obtidas, considerando as melhores condições de operação para cada método de produção durante um ano de operação, estão sumarizadas na Tabela 4. Com este histórico de produção, foram determinados os valores de VPL para cada tecnologia avaliada, apresentados na Tabela 5. Quanto maior o VPL do projeto, maior a rentabilidade do mesmo, portanto, levando em consideração os valores apresentados na Tabela 5, a técnica de injeção contínua de gás é a mais viável economicamente para o cenário avaliado. Embora a injeção contínua de gás resulte em menor produção acumulada de óleo do que as outras tecnologias, conforme Tabela 4, dois fatores justificam o seu maior VPL: a maior produção de gás associado (considerada como receita), e a baixa quantidade de água produzida (considerada um custo para o projeto).

Tabela 4: Dados de injeção e produção de óleo, água e gás associado

	Injeção contínua de água	Injeção contínua de gás	WAG	GAW
Óleo produzido (MSTB)	97,2	87,6	107,4	104,6
Gás produzido (MMCF)	123,6	3175,2	1568,4	1659,6
Água produzida (MSTB)	39,4	5,2	20,4	6,2
Água injetada (MSTB)	216,0	0,0	108,0	108,0
Gás injetado (MMCF)	0,0	3240,0	1620,0	1620,0

Tabela 5: Resultados de VPL para os métodos de recuperação

	VPL
Injeção contínua de água (600 STB/d)	\$6.280.143,49
Injeção contínua de gás (9000 MCF/d)	\$21.309.883,69
WAG – 60 dias	\$13.831.270,52
GAW – 30 dias	\$14.654.809,13

Conclusões

Utilizando dados da literatura, a viabilidade técnica e econômica de três diferentes métodos de recuperação de óleo foram avaliados neste trabalho. Inicialmente foram determinadas as condições ótimas de operação para cada um deles utilizando o critério de produção acumulada de óleo. Foram verificados valores ótimos de vazão 600 STB injeção contínua de água; 9000 MCF a injeção contínua de gás associado, e a melhor localização do poço injetor é em $x=1$, $y=1$ e $z=4$ para ambos os casos. O método de injeção alternada de água e gás foi avaliado de duas maneiras: WAG e GAW, sendo WAG o ciclo que retornou maior produção de óleo dentre as tecnologias avaliadas. A partir dos valores otimizados foi realizado o estudo de viabilidade econômica com base na determinação do indicador VPL. Em termos econômicos, os resultados indicaram que a injeção contínua de gás é a mais viável para o cenário de estudo avaliado, mesmo apresentando menor produção acumulada de óleo que a WAG, isto porque a injeção contínua de gás possibilita maior produção de gás associado e baixa quantidade de água. As análises e resultados apresentados neste trabalho enfatizam: a importância da combinação dos estudos de viabilidade técnica e econômica para tomada de decisão quanto a implementação ou não de um novo método de produção; as vantagens da utilização da injeção alternada de água e gás como método de recuperação avançada; a necessidade da determinação das melhores condições operacionais visando otimizar a produção de óleo; e a importante contribuição dos simuladores de reservatórios, neste caso o BOAST, para realização dos estudos de viabilidade.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia (FAPESB) e ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq), pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- BAUTISTA, Ernesto Vargas. Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD). Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, 2010.
- DA ROSA, K.R.S.A.; BEZERRA, M.C.M.; PONZIO, E.A.; ROCHA, A.A. Recuperação avançada de petróleo: Potencialidades da injeção WAG (water alternating gas). Revista Virtual de Química, v.8, p. 723-738, 2016.
- DANG, Cuong; NGHIEM, Long; NGUYEN, Ngoc; CHEN, Zhangxin; NGUYEN, Quoc. Evaluation of CO₂ Low Salinity Water-Alternating-Gas for enhanced oil Recovery. Journal of Natural Gas Science and Engineering 35. p. 237-258, 2016.
- DE SENNA, Brenny Dantas. Estudo da viabilidade econômica em campos maduros. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, 2011.
- JABER, Ahmed Khalil; AWANG, Mariyamni B.; LENN, Christopher P.. Box-Behnken design for assessment proxy model of miscible CO₂-WAG in heterogeneous elastic reservoir. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v.40, p. 236-248, abril 2017.
- PEREIRA, Fabiano Aderne Pozes. Metodologia de análise econômica de projetos de óleo e gás. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Rio de Janeiro, 2004.
- SILVA, Ciro Rodolfo Santos. Estudo comparativo entre a injeção de água e de gás em um reservatório com óleo leve. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, 2012.