4 Principais resultados e discussões

Neste capítulo estão descritos os resultados obtidos no desenvolvimento deste trabalho, os quais estão relacionados às tecnologias CO₂-EOR de caráter relevante para a pesquisa. A metodologia desenvolvida envolve aplicar as tecnologias CO₂-EOR em um campo e propor diversas estratégias, onde o objetivo é maximizar a recuperação de petróleo e armazenamento de CO₂. O simulador utilizado para este fim foi o GEM[®] (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*) da CMG[®] (*Computer Modelling Group*) versão 2013. GEM[®] é um simulador composicional baseado na EOS que pode lidar com uma grande variedade de processos tais como: o fluxo de três fases de fluidos multicomponentes; processos miscíveis e imiscíveis com injeção de CO₂ e hidrocarbonetos; injeção cíclica de gás e processo WAG.

4.1. Discussões dos submodelos

O objetivo é produzir um modelo de reservatório o mais próximo possível da realidade física e geológica do que há em subsuperfície. Para tal foi necessário construir dois submodelos a partir do modelo Figura 3.2 para serem simulados e comparados os resultados com estudo de simulação de um campo real e solução de um modelo analítico. O primeiro submodelo é com *downscale* da Figura 3.3, tipo *five-spot*, foi implementado para comparar os resultados do processo CO₂-EOR com os resultados de um campo real. O segundo submodelo também com *downscale*, tipo linha, foi construído para confrontar os resultados de processo de injeção contínua de gás (CGI) com os resultados da solução analítica. Os dois submodelos usam o modelo de fluido desenvolvido no capítulo 2.

4.1.1. Primeiro submodelo

Um submodelo heterogêneo com configuração dos poços que obedece ao padrão de malha *five-spot*, é constituído de um poço produtor no centro cercado por quatro poços injetores nos vértices. Este modelo foi utilizado para simular processos CO₂-EOR e compará-lo com estudos de casos semelhantes de produção de um campo na bacia Permian Texas, realizado por Merchant (2010). Os parâmetros de reservatório considerados para este estudo são mostrados na Tabela 4.1.

Merchant (2010), simulou a recuperação de petróleo de um campo em três etapas; primária, secundária e terciária. Nas simulações de recuperação primária e secundária realizou um ajuste histórico usando como função objetivo as taxas de produção e injeção. Isso lhe permitiu fazer boas predições na execução da recuperação terciária. Na simulação de recuperação terciária utilizou a injeção de CO₂ aplicando as tecnologias de CGI e WAG.

Propriedades médias do submodelo						
Tipo do modelo	five-spot	Camada	Espessura (m)			
Malha $(i x j x k)$	13 x 13 x 7	1	6			
Bloco	25m x 25m	2	8			
Área (m ²)	105.625	3	4			
Profundidade do topo (m)	1300	4	5			
Temperatura do Reservatório (°C)	55	5	4			
Espessura do óleo (m)	36	6	9			
Espessura da água (m)	10	7	10			
Porosidade média (%)	15,81	Total	46			
Permeabilidade média (<i>i</i> , <i>j</i>) (mD)	348,58					
Permeabilidade média (k) (mD)	51,9					
Razão gás-óleo (m ³ /m ³)	169,91					
Pressão do reservatório (MPa)	20,68					
Pressão do ponto de bolha (MPa)	11,69					
MMP (MPa)	17,053					
Número de camadas	7					

Tabela 4.1- Propriedades do submodelo de reservatório five-spot

A Figura 4.1 apresenta a comparação dos resultados de recuperação de petróleo simulado no submodelo e obtido por Merchant (2010). No submodelo foi

implementado a injeção contínua de CO₂ com fins miscíveis desde o inicio da produção, chegando a recuperar 60% de OOIP, enquanto Merchant (2010) simulou a produção de petróleo mediante uso de três métodos de recuperação: primária, secundária e terciária. Merchant usando os três métodos de recuperação e o último método com injeção contínua de CO₂ obteve uma recuperação de 50% de OOIP. Vê-se uma diferença significativa de 10% de OOIP na recuperação de petróleo entre o submodelo e o modelo de Merchant (2010). Os controles nos poços produtores foram corte da água 0,85, porcentagem de CO₂ no óleo 70, limite de produção de óleo de 12 m³/dia e limite de injeção de CO₂ de 5.170 m3/dia. Sendo estas condições diferentes da usadas por Merchant.



Figura 4.1- Recuperação primária, secundária e terciária, simulado por Merchant, 2010, e recuperação por injeção contínua de CO₂ simulado no submodelo

Nos gráficos da Figura 4.2 observa-se que, para os casos simulados, obtevese maior recuperação de óleo quando usamos o processo miscível WAG. O parâmetro mais impactante na produção de óleo foi a razão WAG, tendo sido simulado com uma razão de WAG de 2:1, ou seja, utilizou-se *slugs* de água duas vezes maior que os *slugs* de gás. Para esse processo nota-se uma diferença de 12% de OOIP na recuperação de petróleo entre o submodelo e o modelo de Merchant (2010). Quando se compara os dois métodos de recuperação CGI e WAG, os cenários mostram que o submodelo simulado, em ambos os métodos, recupera mais óleo do que simulado por Merchant, com 10% no CGI e 12% no WAG. Esta comparação tem por objetivo avaliar qualitativamente os resultados, mostrando coerência nos dois métodos, sendo que as discrepâncias ocorrem de modo que os parâmetros no submodelo e modelo de Merchant não são os mesmos. As principais diferenças entre os modelos são: curvas de permeabilidade relativa, caracterização do fluido e injeção de CO_2 bem no inicio da produção, estes parâmetros são variáveis que afetam a produção de petróleo nos processos.



Figura 4.2- Recuperação de óleo primária, secundária e terciária, estudado por Merchant, 2010, e fator de recuperação por injeção alternada de água e CO₂ simulado

Na Figura 4.3 observa-se que, para os casos simulados, obteve-se maior quantidade de CO_2 armazenado, no caso de maior volume de CO_2 injetado em termos de porcentagem do HCPV. As curvas dos processos CGI e WAG, que correspondem a quantidade de CO_2 armazenado no reservatório durante a produção de óleo, se diferenciam fortemente por usar água como fluido de injeção, além de CO_2 no processo WAG. Esses resultados servem como referência para saber quanto ainda de CO_2 pode ser armazenado nas futuras injeções de CO_2 , seja o objetivo recuperar óleo adicional ou como proposito de armazenamento de CO_2 .

Na Figura 4.4, são exibidas as quantidades de CO_2 utilizados durante a recuperação de óleo, onde mais uma vez, a diferença da quantidade de CO_2 está influenciada pelos processos implementados CGI e WAG. Ao se comparar as quantidades de CO_2 armazenado e injetado das Figuras 4.3 e 4.4, pode se determinar para cada um dos processos a quantidade do CO_2 produzido, isto é, uma produção de 28,67% HCPV para CGI e 28,56% HCPV para WAG. Assim para uma análise econômica, serão comprados 58,15% HCPV de CO_2 para o CGI e 13,37% HCPV de CO_2 para o WAG.

O tamanho total de *slug* de CO_2 consiste de duas partes. A parcela de compra do CO_2 ocorre sempre no início do projeto. A parcela de reciclagem, que é o CO_2 recuperado na produção, é processado através de uma planta e injetado de novo no reservatório. O volume e o tempo de compra para injeção nos projetos CGI e WAG são dependentes do *slug* total de CO_2 .



Figura 4.3- CO₂ armazenado nos processos CGI e WAG



Figura 4.4- CO₂ injetado nos processos CGI e WAG

A Figura 4.5 mostra a produção de CO_2 nos dois processos. No processo CGI se produz CO_2 com maior taxa e bem antes que o processo WAG. Os picos mostrados na curva são em razão da chegada antecipada de CO_2 nos poços produtores e ao fechamento dos canhoneados, quando a produção de CO_2 atinge a 70% mol em cada camada respectiva. Este fato é corrigido injetando água, como no processo WAG, onde o comportamento da curva quase não apresenta picos, assim melhora-se a eficiência de varrido e consequentemente, aumenta a recuperação de petróleo.



Figura 4.5- Taxa de produção de CO₂ nos processos CGI e WAG

As curvas da Figura 4.6 mostram a taxa de injeção de CO_2 , elas estão ajustadas para manter a pressão do reservatório à MMP. A taxa de injeção é igual nos dois processos até o tempo em que o escoamento dos fluidos de produção atinja 70% em mol de CO_2 , sendo que esse limite acontece primeiro no processo CGI e varia com o tempo em cada camada do reservatório. No processo WAG vêse, no comportamento da curva, que o tamanho de *slug* da água é duas vezes maior que o *slug* de CO_2 após o ano de 1990, e a injeção é mais prolongada, isso indica que os fluidos de produção alcançam 70% em mol de CO_2 nos poços bem depois do processo CGI.



Figura 4.6- Taxa de injeção de CO₂ nos processos CGI e WAG

Nas Figuras 4.7 e 4.8 observa-se o CO_2 comprado ao longo da vida da produção de petróleo. Nota-se que as curvas de taxa de compra das Figuras 4.7 e 4.8 em relação às curvas de taxa de injeção da Figura 4.6 começam a diminuir após o *breakthroug*. A razão é que uma parcela da taxa de injeção vem do petróleo produzido, após tratamento do CO_2 que é reinjetado. No processo CGI, após a injeção de CO_2 , a taxa de compra sempre será contínua variando de acordo com a curva mostrada na Figura 4.7. No entanto, para o processo WAG, a taxa de compra tem descontinuidades, pois a compra de CO_2 é cancelada durante o período de *slug* de água. Nestes períodos, a taxa de compra é negativa devido ao fluxo de CO_2 proveniente da produção de petróleo como mostrado na Figura 4.8. Estas curvas servem como referência para uma análise de disponibilidade e custos de CO_2 , que é um dos fatores decisivos para que o projeto CO_2 -EOR tenha lucratividade.



Figura 4.7- Taxa de compra de CO₂ no processo CGI



Figura 4.8- Taxa de compra de CO₂ no processo WAG

4.1.2. Resultado da solução analítica e submodelo

Os resultados da solução analítica foram obtidos, usando o modelo analítico desenvolvido por Orr et al., (1995), sendo descrita no Anexo B. Para resolução analítica foram usado os dados de equilíbrio de fases e propriedades do fluido da

Tabela 2.7. O submodelo homogêneo com configuração dos poços nos extremos é constituído de um poço produtor e um injetor. Os parâmetros de reservatório considerados no submodelo são mostrados na Tabela 4.2.

Tipo do modelo	Linha	Camada	Espessura (m)	
Malha $(i x j x k)$	13 x 1 x 2	1	25	
Bloco	25m x 25m 2		25	
Area (m ²)	8.125	Total	50	
Profundidade do topo (m)	1.300			
Temperatura do Reservatório (°C)	55			
Espessura do óleo (m)	25			
Espessura da água (m)	25			
Porosidade média (%)	16			
Permeabilidade média (<i>i</i> , <i>j</i>) (mD)	347,7			
Permeabilidade média (k) (mD)	34,8			
Razão gás-óleo (m ³ /m ³)	169,91			
Pressão do reservatório (MPa)	20,68			
Pressão do ponto de bolha (MPa)	11,69			
MMP (MPa)	17,053			
Número de camadas	2			

Tabela 4.2- Propriedades do submodelo de reservatório

A Figura 4.9 mostra a comparação dos resultados de recuperação de petróleo obtidas da solução analítica e simulação numérica. Na solução analítica observa-se nos primeiros anos uma alta recuperação até o ano de 2012 aproximadamente. Logo ocorre uma redução na recuperação no momento da erupção (*breakthrough*) de gás, ou seja, está tendo início a produção do fluido injetado. Nesse instante, todo o meio poroso foi invadido pelo fluido injetado, de modo que a produção dos fluidos é uma mistura de óleo/CO₂. Nos dois métodos de solução vê-se que a recuperação de petróleo é quase a mesma.



Figura 4.9- Recuperação de óleo, solução analítica e simulado

Em sistemas de deslocamento miscível com dois componentes óleo/CO₂ pode-se construir a Figura 4.10 definida por Orr, (2007) e prever as características das fases em uma dada condição de pressão e temperatura. Traçando as tangentes à curva de fluxo molar global, passando pelo ponto inicial de concentração global de gás (*d*) com seu respectivo fluxo molar global determina-se o ponto de orvalho (*c*). De forma similar, a partir do ponto inicial de concentração global de óleo (*a*), com seu respectivo fluxo molar global, obtém-se o ponto de bolha (*b*). Assim, as fases gás (*dc*), óleo (*ab*) e região de mistura óleo/CO₂ (*bc*) são identificadas para acompanhar o comportamento dos fluidos no reservatório.



Figura 4.10- Fluxo molar global de $CO_2(Hg)$ em função da concentração global de componente $CO_2(Gg)$

Na Figura 4.11, mostra-se a variação da velocidade adimensional $(u_D = \frac{u}{u_{inj}})$ do fluido no meio poroso, temos na região de gás a $u_D = 1$, na região de mistura óleo/CO₂ a $u_D = 0,99$ e na região de óleo a $u_D = 0,867$. As mudanças na velocidade acontecem quando as composições dos componentes variam devido à transferência de massa de uma fase para outra. No entanto, dentro da região de mistura óleo/CO₂ quando as composições variam ao longo da linha de ligação das fases líquido e vapor em equilibrio *b-c (tie-line)*, a velocidade de fluxo permanece constante. A variação na velocidade significa que quando o CO₂ satura o óleo, um volume significativo de CO₂ (gás) é transferido para fase óleo e em comformidade o fluxo do fluido diminui. Além disso, o CO₂ ocupa menos volume quando é dissolvido na fase óleo do que na fase gás.



Figura 4.11- Variação da velocidade adimensional (u_D) em função do tempo

Na Figura 4.12 são apresentadas a variação da saturação no poço produtor. As curvas apresentam duas descontinuidades, a primeira corresponde à chegada da região mistura óleo/CO₂ ao poço produtor (*breakthrough*) e a segunda retribui a interrupção da produção de óleo quando o CO₂ atinge 70% no poço produtor. O deslocamento se desenvolve do seguinte modo, o CO₂ injetado ao penetrar no meio poroso, cria frente de avanço da região gás e região mistura óleo/CO₂, que vai deslocando óleo na frente da região mistura óleo/CO₂ e na região mistura óleo/CO₂. Existe em cada frente de avanço uma descontinuidade, variação brusca da saturação entre a região já invadida e a região ainda não invadida. Esse comportamento pode ser verificado nas curvas.



Figura 4.12- Variação das saturações de óleo e CO₂ no poço produtor

A Figura 4.13 mostra as variações da fração molar de CO₂ e de óleo, duas componentes presentes no reservatório. As curvas apresentam descontinuidades de comportamento semelhante às curvas de saturação da Figura 4.12. A primeira variação brusca ocorre quando a frente de avanço da região mistura óleo/CO2 alcança a extremidade do meio poroso com fração molar do CO2 entorno de 60%. Após o breakthrough, à medida que toda região mistura óleo/CO₂ for alcançando o limite do meio poroso, haverá outra descontinuidade que representa a chegada do gás (fluido crítico) à extremidade. Esta segunda descontinuidade nos informa que a produção de óleo é nula quando o teor de CO₂ no óleo for 70%.



Figura 4.13- Variação da fração molar de óleo e CO₂ no poço produtor

4.2. Resultados do modelo

Após a constituição do modelo e verificações com alguns estudos reais de campo e solução analítica, faremos um estudo de otimização usando as estratégias de CGI e WAG para prever qual estratégia é melhor nas tecnologias de CO₂-EOR com armazenamento de CO₂.

4.2.1. Otimização do processo CGI

Durante a simulação, a recuperação de petróleo é incrementada ao se adequar apropriadamente parâmetros de otimização, tendo cada reservatório seus valores específicos para cada método de recuperação de petróleo implementado. Os parâmetros e fenômenos de otimização considerados são:

- 1. Tipo e número de poços injetores e produtores, e localização dos mesmos.
- 2. Segregação gravitacional
- 3. Injeção miscível
- 4. Injeção próxima da miscibilidade
- 5. Taxas de injeção e produção
- 6. Reinjeção de CO₂
- 7. Razão entre os tamanhos de slugs no processo WAG

No projeto de recuperação de petróleo um dos parâmetros influentes na otimização é a implementação de número de poços ótimos e sua distribuição. As variáveis a considerar são muitas: variáveis geológicas com estrutura do reservatório, distribuição da porosidade e permeabilidade e contato entre os fluidos; variáveis de produção, tais como: localização dos poços, número de poços, tipo de poços e taxas de produção. Com base nas variáveis geológicas, produção e o método de recuperação, a configuração mais adequada é a de poços injetores no centro da região óleo e poços produtores na borda da região óleo e tipo de poço vertical perfurados em cada camada tanto nos injetores como nos produtores. Os poços injetores concentrados no centro da região de óleo permitirá maximizar as interações entre o CO_2 e o óleo, visto que o contato entre eles será na zona de óleo de maior espessura em direção à zona de menor espessura, onde estão localizados os poços produtores. No entanto, deve-se verificar antes a produtividade inicial, se é satisfatória economicamente.

O reservatório, representado na Figura 4.14, indica o número de poços produtores e injetores e sua distribuição. Dentre as diversas configurações, esta configuração nos permite recuperar mais óleo como mostrado na Figura 4.16.



Figura 4.14- Configuração dos poços produtores e injetores

Em reservatórios horizontais, o processo CGI, é afetado pela segregação gravitacional do gás. Para verificar a segregação gravitacional, inicialmente foi realizada uma simulação e analisado o varrido do gás, para observar como o CO_2 atua durante o processo de injeção de CO_2 no reservatório. A Figura 4.15 mostra a saturação de gás em diferentes etapas, onde o gás injetado varre o óleo sem gerar segregação gravitacional, apresentando uma boa eficiência de varrido. Por outro lado, quando ocorre segregação gravitacional, onde os fluidos se separam de acordo com suas massas especificas, o gás migra preferentemente para o topo do reservatório deixando zonas de óleo sem contato com o gás na base do reservatório.



Figura 4.15- Saturação de gás em diferentes anos

As Figuras 4.16, 4.17 e 4.18 mostram as performances de recuperação de injeção contínua de CO_2 , utilizando diferentes configurações dos poços produtores e injetores. As simulações das diferentes configurações são realizadas para definir o número e localização dos poços injetores e produtores que otimize a recuperação de óleo no reservatório.

Na Figura 4.16 os resultados são provenientes da implementação do processo CGI com 2 poços injetores, 1 poço conversível e variando o número de poços produtores entre 11 e 14 poços. Observa-se que a recuperação de óleo é maior quando a configuração é de 2 poços injetores, 12 poços produtores e 1 poço conversível. Na Tabela 4.3 podemos ver as porcentagens da recuperação para cada cenário simulado.

O poço conversível (PRD13) localizado no centro da região de zona de óleo como mostrado na Figura 4.14. No início da produção, funciona como poço produtor até a interrupção de produção de óleo quando atinge 85 % de CO_2 , posteriormente entra a operar como poço injetor de CO_2 .



Figura 4.16- Diferentes cenários de recuperação de óleo para otimizar o número de poços injetores e produtores

A Figura 4.17 mostra os resultados das recuperações, simulados com 3 poços injetores e alterando a quantidade de poços de produção entre 11e 14. Comparando com a mesma configuração de poços de produção da Figura 4.16, observa-se que aumentar poços injetores não traz maior recuperação de óleo como é mostrado em todos os casos simulados.



Figura 4.17- Recuperação de óleo para 3 poços injetores, e para 11, 12, 13 e 14 poços produtores

Continuando com a análise para definir o número de poços injetores e produtores, foi realizado simulações usando 4 injetores, 1 conversível e a mesma configuração de poços produtores da Figura 4.16. Os resultados destas simulações são apresentados na Figura 4.18. Estes resultados provam que a estratégia de aumentar o número de poços injetores não repercute no aumento da recuperação de óleo.



Figura 4.18- Recuperação de óleo para 4 poços injetores, e para 11, 12, 13 e 14 poços produtores

A Tabela 4.3 mostra um resumo dos resultados obtidos, nas diferentes configurações dos poços com suas respectivas recuperações máxima de óleo. Esta análise serve para escolher o número adequado de poços que será implementado no estudo de simulação do modelo proposto. A configuração de 12 poços produtores, 2 poços injetores e 1 poço conversível é o caso estudado que proporciona maior recuperação de óleo e que atende aos aspectos de otimização.

Número de poços			Fator de recuperação		
Produtores	Injetores	Prod/Inj	(% 00IF)		
10	2	1	58,24		
12	2	-	61,04		
12	2	1	62,88		
14	2	-	61,61		
11	3	-	56,59		
12	3	-	59,28		
13	3	-	59,84		
14	3	-	60,08		
10	4	1	53,21		
12	4	-	60,25		
12	4	1	60,42		
14	4	-	59,15		

Tabela 4.3- Número de poços produtores e injetores no estudo de otimização

Após a análise das diferentes performances de recuperação de óleo, pode-se concluir que o projeto CO₂-EOR do campo será composto por 15 poços, sendo:

- 12 poços produtores
- 02 poços injetores de CGI ou WAG;
- 01 poço conversível (produtor ou injetor de CGI ou WAG)

Seguindo com a otimização realizou-se simulações com o objetivo de assegurar a manutenção da pressão no reservatório a diferentes valores, de modo que se determine a pressão média no reservatório na qual a recuperação de óleo possa ser maximizada. As recuperações de petróleo obtidas para as diferentes pressões médias no reservatório de 14.892 a 19.656 kPa são mostradas na Figura 4.19.



Figura 4.19- Comparação da recuperação de óleo a diferentes pressões médias do reservatório

A Figura 4.20 mostra as curvas da pressão média do reservatório. A pressão inicial no reservatório cai rapidamente, devido à produção de petróleo, até a curva se tornar mais suave no instante que poços injetores entram em operação para logo manter a pressão média do reservatório constante entre 14.892 e 19.656 kPa.



Figura 4.20- Comparação da diferentes pressões médias do reservatório

A Tabela 4.4 mostra um resumo dos resultados das simulações com o objetivo de obter a pressão média do reservatório, na qual a recuperação de óleo é maximizada.

Número de poços		oços	Recuperação de óleo (% OOIP)	Pressão média	
Produtor	Injetor	Prod/Inj			
12	2	1	62,37	19.656	
12	2	1	62,85	18.861	
12	2	1	61,60	16.858	
12	2	1	60,41	15.871	
12	2	1	58,90	14.892	

Tabela 4.4- Recuperação de óleo a diferentes pressões media de reservatório

A Figura 4.21 representa uma seção do reservatório que foi cortada no centro da zona de óleo e ao longo do comprimento. Esta Figura mostra a variação da pressão na zona de óleo entre 17.053 kPa no topo e 18.142 kPa no fundo, quando a pressão média de reservatório é mantida a 19.656 kPa. Observa-se que a primeira camada está a MMP e o resto das camadas acima da MMP. Conhecendo-se o valor da pressão na zona de óleo e a MMP, que é um parâmetro importante no projeto de uma injeção miscível de gás, podemos determinar se o deslocamento é miscível ou imiscível. Neste caso simulado, o deslocamento torna-se miscível em todas as camadas da zona de óleo, visto que a pressão na região de óleo encontra-se acima da MMP.



Figura 4.21- Variação da pressão nas camadas do reservatório no ano de 2050, quando a pressão média do reservatório é mantida a 19.656 kPa

A saturação de óleo na primeira camada, no ano de 2050, é mostrada na Figura 4.22. Nota-se um comportamento de frentes de saturação não uniforme, deixando óleo estagnado em várias regiões do reservatório atrás da frente de saturação de CO_2 , embora o deslocamento se torne miscível por múltiplos contatos, a recuperação de óleo não atinge o nível máximo quando a pressão de reservatório é mantida a 19.656 kPa.



Figura 4.22- Saturação de óleo na primeira camada no ano de 2050 à pressão média do reservatório de 19.656 kPa

Na Figura 4.23 mostra-se o mapa da tensão interfacial entre o CO_2 e o óleo na primeira camada no ano de 2050, quando a pressão do reservatório é mantida a 19.656 kPa, a propriedade tensão interfacial contribui para o entendimento do comportamento do deslocamento miscível quando se injeta CO_2 . Assim, na Figura 4.23 ao serem misturados CO_2 /óleo independentemente da proporção, as frentes de deslocamento tem valores de tensão interfacial entre 0 e 0,04 mN/m. Sendo insignificantes a tensão interfacial entre eles, os fluidos formam uma única fase tornando-se miscíveis. Nas regiões próximas aos poços injetores do reservatório, o óleo recuperável através da injeção de CO_2 foi parcialmente deslocado, ficando óleo remanescente com alta proporção de CO_2 , dando como resultado a parecença de valores relativamente maiores na tensão interfacial entre o CO_2 e o óleo remanescente.

103



Figura 4.23- Tensão interfacial CO₂-óleo na primeira camada no ano de 2050 à pressão média de reservatório de 19.656 kPa

A Figura 4.24 mostra a variação da viscosidade do óleo. As frentes de deslocamento mantiveram um comportamento semelhante ao mapa da tensão interfacial, o efeito da injeção de CO_2 no óleo é a redução na viscosidade, que apresenta menor valor nas regiões de tensão interfacial desprezíveis. Na região central próximo dos poços injetores, para o volume de CO_2 injetado, maior a viscosidade do óleo devido a que ficou óleo residual imiscível com o CO_2 .



Figura 4.24- Viscosidade do óleo na primeira camada no ano de 2050 à pressão média de reservatório de 19.656 kPa

A Figura 4.25 apresenta à variação da pressão nas diferentes camadas do reservatório, na zona de óleo a faixa é de 16.354 kPa no topo até 17.360 kPa no

fundo, quando a pressão média de reservatório é mantida a 18.861 kPa. Observa-se que quatro camadas estão abaixo da MMP, uma à MMP e a outra acima da MMP. No entanto, a simulação produz um comportamento na zona de óleo, onde o deslocamento torna-se miscível em duas camadas e nas camadas restantes parcialmente miscíveis.



Figura 4.25- Variação da pressão nas camadas do reservatório no ano de 2050, à pressão média do reservatório de 18.861 kPa

A Figura 4.26 mostra a saturação de óleo concentrada em regiões onde ainda não houve invasão pelo CO_2 , o comportamento das frentes de saturação é uniforme, quase não deixando óleo estagnado atrás das frentes de saturação. Embora o deslocamento seja próximo à miscibilidade, a recuperação de óleo é maior quando comparado com a Figura 4.22.



Figura 4.26- Saturação de óleo na primeira camada no ano 2050 à pressão média do reservatório de 18.861 kPa

Na Figura 4.27, mostra-se o mapa da tensão interfacial entre os fluidos CO_2 /óleo na primeira camada no ano de 2050, quando a pressão do reservatório é mantida a 18.861 kPa, condição próxima da MMP. Comparando com a Figura 4.23, as frentes de deslocamento têm os valores da tensão interfacial levemente diferente. A grande diferença está na forma das frentes de deslocamento, sendo elas mais uniformes e, como isso desloca mais óleo. Nas regiões próximas aos poços injetores, o óleo recuperável foi totalmente deslocado, ficando só óleo residual com elevada proporção de CO_2 , dando origem a valores máximos na tensão interfacial entre o CO_2 e o óleo residual.



Figura 4.27- Tensão interfacial CO₂-óleo na primeira camada no ano 2050, à pressão média de reservatório de 18.861 kPa

Na Figura 4.28 na região de baixa tensão interfacial a viscosidade do óleo é levemente superior do que da Figura 4.24. Isto acontece devido à pressão, quanto menor for a pressão de manutenção da MMP, a redução da tensão interfacial é menor e consequentemente a redução da viscosidade de óleo também será menor.



Figura 4.28- Viscosidade do óleo na primeira camada no ano 2050, à pressão média de reservatório de 18.861 kPa

Na simulação, buscamos obter taxas ótimas de injeção de CO₂ considerando restrições de capacidade máxima de produção de petróleo e restrições de pressão de reservatório. Durante a produção de óleo ocorre um desequilíbrio no reservatório devido à queda da pressão, quando a pressão do reservatório não é suficiente para promover o fluxo de fluido até o poço produtor, é necessário injetar CO₂ para manter o equilibro que será estabelecido à pressão necessária do reservatório. Tendo em conta todas as restrições, após pouco tempo de inicio da produção, é necessário injetar CO₂ gradualmente para manter a produção. Na Figura 4.29 a relação entre a vazão de gás injetado e a vazão de saída de fluido é apresentada a partir do ponto em que existe injeção de gás, há crescimento rápido dessa relação até que a razão entre as vazões de injeção e produção se tornem próximo a 1, sendo esta razão adequada para garantir o balanço volumétrico de injeção-produção. Na curva podem-se observar vários saltos devido ao desequilibro que ocorre quando os canhoneados dos poços produtores são fechados ao longo da produção de óleo.



Figura 4.29- Razão taxa de injeção/produção

Com objetivo de produzir para uma unidade instalada que tem a capacidade máxima de 11,447 mil barris de petróleo por dia, o plano é conectar um total de 15 poços entre produtores e injetores, de modo que cada poço produtor atinja capacidade prevista de 881 barris diários em seu pleno funcionamento. Cada poço injetor de gás injete de acordo com as restrições dadas pelo reservatório como: pressão do reservatório e capacidade máxima de produção.

Dentre os poços produtores a Figura 4.30 mostra as curvas de produção do poço 04, de modo que se atinge a capacidade máxima de 881 barris de petróleo por dia (140 m³/dia) com uma produção constante por um período de 48 anos, registrando seu declino anual após o ano de 2058. O gás do tipo associado, que é produzido juntamente com o petróleo, tem o comportamento identificado pela curva azul. A produção de óleo também é limitada pela capacidade de manuseio de gás, instalações de separação e compressão limitando, assim a curva de razão gás-óleo, monitorando a produção com limite máximo aceitável de 2.000 m³/m³.



Figura 4.30- Taxas de produção de óleo e gás, razão gás-óleo no poço produtor 04

Na Figura 4.31 mostra-se a produção do campo que conecta todos os poços produtores para uma mesma unidade instalada, a capacidade máxima do campo é de 11,447 mil barris de petróleo por dia (1.820 m³/dia) com uma produção constante por um período de 20 anos, registrando seu declínio anual após o ano de 2030. O gás do tipo associado que é produzido juntamente com o petróleo tem o comportamento da curva azul. A curva de razão gás-óleo possui limite máximo aceitável de 2.000 m³/m³.



Figura 4.31- Taxas de produção de óleo e gás, razão gás-óleo no campo

Visando cumprir as restrições impostas no CGI, tais como a pressão média no reservatório próxima da MMP e à capacidade de produção de 11,447 mil barris de petróleo por dia no campo, é necessário injetar CO₂. A taxa de injeção de CO₂ requerida no processo CGI é mostrada na Figura 4.32 para um poço injetor e na Figura 4.33 para o campo. Na taxa de injeção CO₂, uma parcela do gás é consequência direta da utilização de CO₂, quando o gás produzido juntamente com o óleo for separado e reinjetado no reservatório, a outra parcela de CO₂ é comprada de uma fonte externa.

A taxa de injeção de compra começa em 24/07/2013, quando os poços injetores entram em operação, enquanto a taxa de reinjeção começa em 28/10/2021 quando a produção de CO₂ é de grande volume.



Figura 4.32- Taxas de injeção, compra e reinjenção de CO₂ no poço injetor 01



Figura 4.33- Taxas de injeção, compra e reinjenção de CO₂ no reservatório

4.2.2. Otimização do processo WAG

Na otimização do processo WAG utilizou-se dois esquemas de injeção de água e gás com ciclos WAG, 1 ano de injeção de água e 6 meses de injeção de CO_2 , nos ciclos aplicou-se razão de WAG de 2:1 constante e razão de WAG de diferentes valores. Nos esquemas de injeção o propósito é a manutenção da pressão média do reservatório aos valores relevantes de 18.860 kPa e 19.650 kPa, determinadas no processo CGI como pressões próximas da miscibilidade e miscível na zona de óleo do reservatório.

A Figura 4.34 mostra uma comparação entre o sistema de injeção com razão de WAG de 2:1 e o sistema de injeção com razão de WAG variável à pressão média de reservatório de 18.860 kPa. Pode ser observada maior recuperação de óleo quando é utilizada a razão de WAG variável do que razão de WAG constante. O aumento significativo de 1,5 % na recuperação de óleo no processo com razão WAG variável indica que há volumes (*slugs*) ótimos de água e gás a ser injetado e que estes devem ser restritos de acordo com a pressão de manutenção do reservatório e taxa de produção de óleo.



Figura 4.34- Comparação da recuperação de óleo a razão WAG constante e variável, quando a pressão média de reservatório é mantida a 18.860 kPa

As Figuras 4.35 e 4.36 mostram as curvas da variação dos tamanhos dos *slugs* de água e CO₂ quando a pressão média de reservatório é mantida a 18.860 kPa. Na Figura 4.35 inicialmente, injeta-se CO₂ (curva vermelha) para logo injetar água (curva azul) por período de 1 ano e CO₂ por período de 6 meses, mantendo constante a razão de WAG de 2:1, ou seja, utilizou-se *slugs* de água duas vezes maiores que *slugs* de CO₂ e variando os tamanhos dos *slugs*, a variação dos tamanhos de *slugs* de água e CO₂ dependem da pressão média do reservatório e da taxa de produção de óleo, inicialmente os tamanhos de *slugs* aumentam até que o primeiro poço produtor seja fechado, após decrescem paulatinamente, conforme os outros poços produtores serem fechados. Na Figura 4.36, por sua vez, obteve-se a maior recuperação de óleo, tendo sido simulado com uma razão de WAG e os tamanhos de *slugs* permite, preencher o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos e fazer a varredura do óleo de forma uniforme e, consequentemente, maior efeitos da miscibilidade do CO₂ que resulta em recuperação máxima de óleo.



Figura 4.35- Razão WAG 2:1 no tempo à pressão média de reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.36- Razão WAG variável no tempo à pressão media de reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.37- Comparação da recuperação de óleo a razão WAG constante e variável, quando a pressão media de reservatório é mantida a 19.650 kPa

A Figura 4.37 mostra as recuperações de óleo no processo WAG utilizando razão de WAG de 2:1 e razão de WAG variável, quando a pressão do reservatório é mantida a 19.650 kPa. O processo WAG com razão de WAG variável recupera 70,58 % de óleo enquanto com razão de WAG de 2:1 recupera-se 67,24% de óleo.

A razão de WAG variável maximiza a eficiência microscópica do gás combinada com a eficiência macroscópica da água que aumenta significativamente, a recuperação de óleo em 3,4% em relação à razão de WAG de 2:1.

No WAG as taxas de injeção podem ser entendidas como os slugs de água e gás que são injetadas de forma alternada numa proporção fixa ou variável no reservatório. Este é um parâmetro importante a determinar, uma vez que é fundamental para encontrar as melhores condições que garanta alcançar alto grau de recuperação de óleo. A literatura defende que razão de WAG baixos, o gás pode gerar canais preferenciais e o breakthrough acontecer mais cedo. Contudo, razão de WAG altas pode causar aprisionamento de óleo por bloqueio de água ou na melhor das hipóteses não permitir que suficiente solvente entre em contato com o petróleo. Por isso, a escolha de um valor ideal de razão de WAG é muito importante. Normalmente, o valor ideal da razão de WAG é encontrar, fazendo muitas simulações, com diferentes valores da razão de WAG e observar os efeitos sobre a recuperação de óleo residual. A fim de encontrar os valores ótimos de razão de WAG no modelo, os seguintes valores foram determinados por tentativa, como mostrado na Figura 4.39. Na Figura 4.38, por sua vez, é apresentado o comportamento dos slugs de água e CO₂ para razão de WAG de 2:1 constante no tempo.



Figura 4.38- Razão WAG 2:1 no tempo à pressão média de reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.39- Razão WAG variável no tempo à pressão média de reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.40- Comparação da pressão média do reservatório

Na Figura 4.40 é mostrado o comportamento das curvas da pressão média do reservatório, nos dois casos WAG simulados. No processo WAG a manutenção da pressão do reservatório a 18.860 kPa e a 19.650 kPa, são condições essenciais para desenvolver deslocamento de óleo de forma parcialmente miscível e miscível na zona de óleo, durante a injeção dos fluidos. Para maximizar a eficiência de

deslocamento do óleo, observa-se que o nível de pressão de reservatório deve ser mantido a 19.650 kPa para garantir que a zona de óleo se encontre de MMP a levemente acima da MMP. Enquanto para manter a condição próxima a MMP, a pressão media do reservatório deve ser mantida a 18.860 kPa.

4.2.3. Volumes de CO₂ no CGI e WAG

A Figura 4.41 mostra a quantidade do CO_2 injetado em porcentagem de volume poroso do hidrocarboneto (HCPV) para os processos CGI e WAG. A quantidade de CO_2 utilizada depende dos processos de injeção implementado. Ao se comparar as quantidades de CO_2 injetado para pressão média do reservatório de 18.860 kPa, no processo CGI utiliza-se 105,83% de HCPV, no processo WAG com razão de WAG constante 68,83% de HCPV e no processo WAG com razão de WAG variável 58,78% de HCPV, estas porcentagens são referentes ao valor inicial de HCPV de 5,10193x10⁷ m³.



Figura 4.41- CO₂ injetado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 18.860 kPa

A Figura 4.42 mostra o volume de CO_2 total injetado durante as simulações dos processos CGI e WAG, para pressão média do reservatório de 19.650 kPa. A respeito ao caso anterior da Figura 4.41, quando aumentamos a pressão média do reservatório, os processos requerem mais quantidade de CO₂, atingindo a 115,83% de HCPV no CGI, 80,22% de HCPV no processo WAG com razão de WAG constante e 65,50%.de HCPV no processo WAG com razão de WAG variável.



Figura 4.42- CO₂ injetado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 19.650 kPa

As Figuras 4.43 e 4.44 contem as descrições dos volumes de CO_2 produzidos durante a produção de óleo nos processo de recuperação CGI e WAG. No processo CGI o volume de produção de CO_2 é elevado e tem um comportamento distorcido nas curvas, devido aos *fingers* e caminhos preferências gerados pelo próprio CO_2 , enquanto no processo WAG os *fingers* e caminhos preferências são reduzidos, permitindo produzir CO_2 em menor volume.



Figura 4.43- CO₂ produzido nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.44- CO₂ produzido nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 19.650 kPa

A Figura 4.45 e a Figura 4.46 mostram os volumes do CO_2 comprado durante os processos de recuperação CGI e WAG. Os comportamentos destas curvas são semelhantes às curvas de injeção de CO_2 da Figura 4.41 e Figura 4.42 para cada caso simulado respectivamente, a diferença acontece próximo ao ano 2030 onde as curvas de CO_2 comprado começam a diminuir devido a uma parcela de volume de CO_2 vem do petróleo produzido. Depois de separado o CO_2 do petróleo produzido, o CO_2 é reinjetado nos poços injetores, otimizando o uso de CO_2 . Estas curvas servem para uma análise econômica e assim determinar quanto de CO_2 será comprado na implementação do projeto CO_2 -EOR.



Figura 4.45- CO₂ comprado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.46- CO₂ comprado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 19.650 kPa

A Figura 4.47 e a Figura 4.48 apresentam a quantidade de CO_2 armazenado durante o projeto CO_2 -EOR de simulação. Nota-se que para o processo CGI o volume de CO_2 armazenado é maior seguido por processo WAG com razão de WAG constante e por último o processo WAG com razão de WAG variável. Estes resultados servem para ter conhecimento do volume de CO_2 a ser armazenado nos futuros projetos de sequestro geológico de CO_2 acoplado com recuperação avançada de óleo.



Figura 4.47- CO₂ armazenado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.48- CO₂ armazenado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 19.650 kPa

As Figuras 4.49 e 4.50 apresentam o comportamento das quantidades de CO₂ em massa que ficaram retidas dentro do reservatório durante a operação de recuperação avançada de petróleo no processo CO₂-EOR, para cada um dos 6 casos simulados.



Figura 4.49- CO₂ armazenado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 18.860 kPa



Figura 4.50- CO₂ armazenado nos processos CGI e WAG a pressão média do reservatório de 19.650 kPa

A Tabela 4.5 mostra os volumes de petróleo produzido em milhões de barris (MMbbl) e sua respectiva equivalência às emissões em milhões de toneladas (MMton) de CO_2 quando o petróleo for utilizado, assim como a quantidade de CO_2 armazenado em MMton, para cada método EOR implementado.

Dos volumes de fluido produzido pelos métodos EOR, o petróleo respondeu com um volume total de 121,74 a 140,38 MMbbl. Esses volumes de petróleo quando forem utilizados emitirão de 52,35 a 60,36 MMton de CO₂ respectivamente. Fazendo as comparações respectivas das quantidades de CO₂ que vão ser emitidas e armazenadas nas mesmas situações, as quantidades de CO₂ armazenadas mínima de 14,41 e máxima de 28,84 MMton ainda ficam devendo para um projeto CCS. O armazenamento mínimo e máximo de CO₂ devido aos métodos EOR implementados quando comparado com as emissões do petróleo produzido são: O método WAG com razão de WAG constante promove uma menor armazenagem chegando a 23,81 % das emissões e o método CGI origina um maior armazenamento chegando a alcançar a 51,06 % das emissões.

Método EOR	Razão WAG	Pressão média do reservatório	Óle	eo produzido	CO ₂ armazenado	
		(kPa)	MMbbl	MMton emissão de CO ₂	MMton	% emissão de CO₂
CGI			121,74	52,35	26,98	51,53
WAG	constante	18.860	131,07	56,36	16,15	28,66
WAG	variável		134,21	57,71	14,41	24,97
CGI			122,54	52,69	28,84	54,74
WAG	constante	19.650	133,20	57,27	18,76	32,76
WAG	variável		140,38	60,36	15,70	26,01

Tabela 4.5- Volume de óleo produzido, quantidades de CO₂ armazenado e CO₂ de emissão, nos diferentes métodos EOR

Fator de conversão: 0,43 toneladas de CO2/ barris de óleo (IPCC, 2006)

Em termos de armazenamento de CO_2 , a maior quantidade de CO_2 armazenado fica com o processo CGI, e o óleo produzido não é tão menor assim. Em qualquer caso, todos os métodos analisados de CO_2 -EOR ficam devendo na questão do armazenamento de CO_2 , havendo assim a exigência de armazenamento de CO_2 adicional após o término da produção de petróleo, ou a injeção de CO_2 em um reservatório diferente do que está sendo produzido.