



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO₂ COMO MÉTODO
DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO**

Fábio Pereira dos Santos

Orientadora: Prof. Dr.^a Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Outubro de 2014

Fábio Pereira dos Santos

**ANÁLISE DA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO₂ COMO MÉTODO
DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora - UFRN

Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Jr.
Membro Examinador – UFRN

Prof. Msc. Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a minha mãe, Milene Pereira dos Santos e a minha avó, Ana Pereira Gomes, por toda a dedicação e amor incondicional que me ofereceram ao longo da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar, por ter me dado saúde e sabedoria. E por sempre me ter concedido força de vontade nos momentos mais difíceis.

A minha mãe, Milene Pereira dos Santos, por todo o apoio, ajuda e acima de tudo, pelo carinho que tem por mim. E ao meu pai, Flávio Francisco dos Santos, que me ensinou conhecimentos preciosos ao longo da vida.

Aos meus irmãos, Leandro Pereira dos Santos e Michele Pereira dos Santos, por me encorajarem a acreditar nos meus objetivos e por todo o esforço e paciência a mim dedicados.

Aos professores do Curso de Engenharia de Petróleo, pela amizade e pelas enormes contribuições ao meu aprendizado.

A minha orientadora, Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela amizade e por todos os ensinamentos, conselhos e pela mais pura dedicação que tem pelos seus alunos.

Aos colegas de curso, pela amizade e por todo o conhecimento compartilhado ao longo da graduação.

A todos meus amigos que conheci na universidade, com os quais passei momentos agradáveis.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), por ter me dado o suporte e infraestrutura necessária na minha presente formação acadêmica.

À CMG por permitir o uso de seu simulador, que sem essa ferramenta a elaboração desse trabalho não seria possível.

A todos muito obrigado!

RESUMO

Antes de se iniciar a produção de petróleo de um reservatório qualquer, este possui uma determinada energia primária. À medida que se produz os fluidos do reservatório essa energia vai diminuindo e, conseqüentemente, a produção de petróleo também diminui. Com o intuito de fornecer energia ao reservatório, ou simplesmente fornecer meios de interação com o sistema rocha-fluidos, recorrem-se aos métodos de recuperação secundária e/ou avançada de petróleo. A aplicação desses métodos resulta em uma diminuição do volume de óleo ou gás residual, o que ocasiona um aumento da fração recuperada de petróleo. Entre os métodos de recuperação avançada de petróleo, destaca-se o processo WAG, esse método consiste na injeção alternada de volumes de água e CO₂ no reservatório. É notória a utilização desse método em reservatórios que apresentem óleos leves, pois a interação do gás injetado com o óleo do reservatório costuma ser mais eficiente. Este trabalho abrange uma análise de utilização do método, aplicado a um reservatório com características do Nordeste Brasileiro. Foram realizados vários estudos de caso, onde algumas características e parâmetros operacionais foram modificados, com a finalidade de observar o comportamento produtivo do reservatório frente às modificações. Entre as variáveis operacionais estudadas citam-se: vazão de injeção dos fluidos, profundidades de injeção e intervalo de alternância entre os bancos de fluidos injetados. As simulações realizadas foram divididas em três principais partes – análise da injeção de água, análise da injeção de CO₂, e análise da injeção alternada de água e CO₂ (WAG). As simulações foram realizadas no GEM (“*Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulation*”), simulador do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”). Os resultados obtidos mostram que o aumento da vazão de injeção, para ambos os fluidos, proporciona uma maior fração de óleo recuperado, e que outros fatores como, a profundidade de injeção dos fluidos – localizado na base da zona de óleo – e o tempo de alternância entre os bancos – intervalo de um ano – também resultam em aumentos do volume de óleo recuperado.

Palavras chaves: WAG, CO₂, Recuperação Avançada de Petróleo, Simulação.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Objetivos	10
2	ASPECTOS TEÓRICOS	12
2.1	Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo	12
2.2	Método Miscível	13
2.3	Injeção Alternada de Água e Gás (WAG)	15
2.4	Características e Efeitos da Injeção de CO ₂	16
2.5	Injeção Miscível de CO ₂	18
3	MATERIAIS E MÉTODOS	19
3.1	Ferramentas Computacionais.....	19
3.1.1	WinProp – CMG	19
3.1.2	Builder – CMG.....	20
3.1.3	Simulador GEM – CMG	20
3.2	Modelagem do método WAG.....	21
3.2.1	Modelo de Fluido	21
3.2.2	Modelo Físico do reservatório.....	23
3.2.3	Propriedades do Reservatório.....	26
3.3	Metodologia	28
3.4	Modelo Base	28
3.5	Modelo com Injeção de Água ou CO ₂	30
3.6	Modelo de Injeção Alternada de CO ₂ e Água.....	30
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	32
4.1	Análise da Injeção de Água como Método de Recuperação	32
4.2	Análise da Injeção de CO ₂ como Método de Recuperação	35
4.3	Comparativo entre a Injeção de Água ou CO ₂	38
4.4	Aplicação do método WAG.....	41
4.4.1	Análise do tempo de Alternância entre os bancos de Água e CO ₂	42
4.4.2	Análise das Vazões de Injeção para o método WAG.....	43
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES	49
5.1	Considerações Finais	49
5.2	Recomendações	50
6	REFERÊNCIAS.....	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Processo WAG.....	15
Figura 2-2 Relação entre viscosidade e densidade do óleo em projetos de Injeção de CO ₂	17
Figura 3-1 Curva de permeabilidade relativa do sistema água/óleo.....	22
Figura 3-2 Curva de permeabilidade relativa do sistema líquido/gás.	23
Figura 3-3 Mapa topográfico do reservatório.....	24
Figura 3-4 Imagem do reservatório (Vista 3D).	25
Figura 3-5 Imagens do reservatório visto por baixo e pela lateral, respectivamente.	25
Figura 3-6 Saturação Inicial de óleo (Corte Vertical).	27
Figura 3-7 Saturação Inicial de água (Corte Vertical).....	27
Figura 3-8 Malha do Tipo Five-Spot Invertida.	28
Figura 3-9 Duas malhas Five-Spot invertidas no reservatório (Vista 3D).	29
Figura 3-10 Duas malhas Five-Spot invertidas no reservatório (Vista areal).	29
Figura 4-1 Diferentes profundidades de injeção de água no reservatório (topo, meio e fundo).	33
Figura 4-2 Volume de óleo acumulado para diferentes profundidades de injeção de água.	33
Figura 4-3 Volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção de água.	34
Figura 4-4 Volume acumulado de óleo para diferentes profundidades de injeção de CO ₂	35
Figura 4-5 Volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção de CO ₂	36
Figura 4-6 Gráficos 3D para variação da saturação de gás no decorrer dos anos.	38
Figura 4-7 Comparativo entre vazões de injeção de Água e CO ₂	39
Figura 4-8 Variação da Saturação de óleo para injeção de água à esquerda e injeção de CO ₂ à direita.....	40
Figura 4-9 Análise do banco inicial injetado.....	41
Figura 4-10 Comparativo dos tempos de alternância entre os bancos de fluidos injetados.	43
Figura 4-11 Vazão de óleo.....	47
Figura 4-12 Recuperação de óleo para diferentes métodos.	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 Composição do fluido.	21
Tabela 3-2 Características dimensionais do reservatório.	24
Tabela 3-3 Volume original dos fluidos e do volume poroso total do reservatório.	26
Tabela 4-1 RGO para as vazões de injeção de CO ₂	37
Tabela 4-2 Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção (Método WAG).	45

1 INTRODUÇÃO

Como é sabido, o petróleo é um recurso de energia não renovável e representa a maior porcentagem de consumo na matriz energética global. Apesar de seu consumo vir diminuindo percentualmente ao longo dos últimos anos, devido às pressões ambientais pelo uso de energias mais limpas e renováveis, esse consumo ainda continua alto. Em 2012, o mundo consumiu em média 90 milhões de barris de petróleo por dia. Dentre os maiores consumidores estão os Estados Unidos, China, Japão e Índia, representando 41% da demanda mundial de petróleo, ou 37,1 milhões de barris de petróleo por dia.

Independente das condições físicas dos reservatórios de petróleo, inicialmente eles possuem uma determinada energia primária, e essa quantidade de energia é oriunda das pressões ali existentes. Os métodos de recuperação primária utilizam a energia natural do reservatório para produzir o petróleo. À medida que os poços produzem, essa energia vai diminuindo, e após algum tempo, o reservatório deixa de conseguir impulsionar o petróleo para os poços produtores. Prevendo esse acontecimento e com o objetivo de elevar a quantidade de óleo recuperado, utiliza-se técnicas de recuperação convencionais e avançadas de petróleo.

Os métodos de recuperação convencionais baseiam-se na injeção de fluidos no reservatório com o intuito de manter ou aumentar a pressão do reservatório. Normalmente, apenas uma pequena porcentagem do volume de óleo originalmente contido no reservatório (*OOIP*), por volta de 20 – 40%, é explorado através de técnicas convencionais de recuperação.

A utilização dos métodos de recuperação convencionais mostrou que nem sempre eles são suficientes para uma boa recuperação de petróleo, e desde então vem se desenvolvendo métodos que interfiram nas características do reservatório e/ou do fluido para facilitar a produção do óleo. A experiência prática mostrou que reservatórios que apresentam características como elevada tensão interfacial e fluidos com alta viscosidade, os métodos de recuperação secundários não são muito eficazes.

Dessa forma, técnicas de recuperação avançada de petróleo *EOR* (Enhanced Oil Recovery) representam uma importante contribuição para aumentar a quantidade de petróleo recuperado dos reservatórios. Atualmente existem inúmeros métodos de recuperação avançada, e eles podem ser divididos em três principais grupos: métodos térmicos, métodos miscíveis e métodos químicos. Cada tipo de método age de forma

diferente no reservatório, portanto é imprescindível um estudo de aplicabilidade antes de considerar um método candidato.

O presente trabalho é direcionado ao estudo do método de recuperação avançada WAG (*Water alternantig gas*). Esse método consiste na injeção alternada de água e gás no reservatório, em intervalos de alternância pré determinados ou não.

Dependendo de algumas características de interação entre os fluidos, o método WAG pode ser considerado um método miscível ou imiscível. Segundo THOMAS (2004), os métodos miscíveis buscam reduzir ou eliminar as tensões interfaciais entre os fluidos deslocante e deslocado, a partir da injeção de fluidos que sejam miscíveis com o óleo do reservatório – hidrocarbonetos leves, nitrogênio e gás carbônico (CO₂). Portanto, na injeção alternada de água e CO₂, apenas o CO₂ injetado atuará na miscibilidade com o óleo, enquanto que a água injetada atuará como fluido deslocante e no fornecimento de energia ao reservatório.

Atualmente, as questões relacionadas a redução de gases causadores do efeito estufa, principalmente o CO₂, sempre estão em pauta em fóruns ambientais. Em 2012, o tema também foi tratado na Conferência das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável, também conhecido como RIO +20. Como se destacou na reunião, a emissão crescente de CO₂ está criando um efeito climático irreversível no planeta, e como medida de contrabalancear seus impactos ambientais, surgiu um vasto segmento de projetos, nomeado como “captura ou sequestro de carbono”.

Por consequência, a injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo é considerada uma técnica promissora para o controle das emissões desse gás à atmosfera. No Brasil, o interesse relacionado a injeção de CO₂ cresce devido as altas taxas de CO₂ produzidas pelos poços do pré-sal. O desafio encontrado pelas plataformas de petróleo é o de armazenar, tratar e comprimir o CO₂, para então reinjetá-lo novamente no reservatório. A reinjeção desse gás nos reservatórios é uma opção bem vista, para que o mesmo não seja ventilado na atmosfera.

1.1 Objetivos

A partir da motivação exposta, foi realizado um estudo de aplicabilidade do método WAG. Averiguou-se a sensibilidade do método às variações de vazões injetadas de água e CO₂, e também analisou-se a relação existente entre diferentes profundidades dos poços injetores e com a recuperação do óleo do reservatório.

O presente trabalho abordou um comparativo entre a aplicação do método WAG, com os modelos de injeção isolada de água e de CO₂, sob as mesmas condições operacionais. A partir dos resultados de produtividade obtidos, pretendeu-se verificar qual o melhor cenário operacional a ser usado no reservatório. O trabalho foi desenvolvido em um conjunto de *softwares* computacional da CMG (“*Computar Modelling Group*”) que realizou simulações em um reservatório semi-sintético com características do Nordeste Brasileiro.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Essa seção aborda alguns temas de relativo interesse à área de reservatórios, os quais tem a finalidade de elucidar o leitor acerca de conhecimentos que são necessários à compreensão desse trabalho. Foi abordado aspectos dos principais métodos de recuperação avançada de petróleo, dando maior ênfase ao método WAG. Também foi estudado aspectos da miscibilidade entre diferentes fluidos, como ela ocorre e os benefícios trazidos por ela à recuperação de petróleo.

2.1 Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo

Na etapa inicial de produção de um campo de petróleo, o reservatório utiliza sua energia natural como a principal fonte de energia que impulsiona os fluidos do reservatório em direção aos poços produtores. Conforme essa energia primária vai diminuindo, recorre-se à recuperação secundária para se obter uma quantidade adicional de óleo. O uso de métodos secundários também ocorre quando se quer adiantar a produção, para esse caso o que se almeja é a manutenção de elevadas pressões no reservatório.

A partir do momento em que os métodos de recuperação convencionais deixam de ser eficazes na produção do reservatório, ou quando a característica do próprio reservatório não permite a sua aplicabilidade, recorre-se aos métodos de recuperação avançados.

Os métodos de recuperação avançada podem ser divididos em:

- Métodos Térmicos (Injeção de vapor d'água, Injeção de água quente, Combustão “in-situ”);
- Métodos Químicos (Injeção de polímeros, Injeção de solução micelar, Injeção de solução ASP);
- Métodos Miscíveis (Injeção de hidrocarbonetos, Injeção de Nitrogênio, Injeção de CO₂);

Entre os métodos térmicos tem-se a combustão “*in situ*”, a injeção de água quente e a injeção de vapor d'água. Esses métodos se caracterizam por fornecerem calor aos hidrocarbonetos do reservatório, ocasionando uma redução das forças viscosas do óleo o que proporciona uma maior mobilidade dos fluidos. Na combustão “*in situ*” parte do

volume de hidrocarbonetos do interior do reservatório é queimado, normalmente as frações mais pesadas. Esse processo é complexo e sua implementação requer vários cuidados a serem tomados. A injeção de fluidos quentes, principalmente o vapor d'água, mostra-se muito eficaz na recuperação de óleos muito viscosos, pois parte do calor injetado é absorvido pelo óleo, reduzindo sua viscosidade e facilitando o seu deslocamento aos poços produtores.

Entre os métodos Químicos tem-se a injeção de polímeros, a injeção de solução micelar e a injeção de solução ASP. Esses métodos consistem na adição de polímeros de alto peso molecular, solúvel na água injetada. Esse método melhora a razão de mobilidade e eleva a quantidade de óleo varrido pela água. Entretanto, esse método possui algumas limitações para sua implementação, dentre elas, alto custo dos fluidos químicos e perda excessiva destes para o reservatório.

Os métodos Miscíveis geram uma situação em que a tensão superficial é aproximadamente nula entre as fases em contato. Esse fato permite a diminuição das forças capilares e da viscosidade, o que aumenta a eficiência de deslocamento e a recuperação do petróleo. Para tal, é necessário que se forme apenas uma fase entre o petróleo residual e o fluido injetado, que portanto deve ser miscível, ou parcialmente miscível (TERRY, 2003).

2.2 Método Miscível

De acordo com ROSA (2006), dois ou mais fluidos são ditos miscíveis quando, misturados em proporções diferentes, produzem um sistema homogêneo, ou seja, composto por uma única fase. A importância desse método está relacionada com a habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais entre as fases. Dessa forma o deslocamento miscível é um processo de recuperação de petróleo caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado. Contudo, a miscibilidade entre fluidos diferentes depende das condições de pressão e temperatura e de semelhanças químicas.

A função da injeção de CO₂ vai além de simplesmente prover o reservatório de mais energia (devido ao aumento da pressão em seu interior). Permite que o gás carbônico interaja com os hidrocarbonetos presentes no reservatório, alterando seus parâmetros termodinâmicos, diminuindo as forças viscosas entre a rocha e o fluido, entre outros efeitos. Para que esses efeitos sejam observados, é necessário que ocorra a miscibilidade

entre o gás e os hidrocarbonetos, e essa miscibilidade se dá em função da pressão a qual os fluidos estão expostos. Essa pressão é chamada então de Pressão Mínima de Miscibilidade, ou simplesmente PMM (MATTE, 2011).

Nos processos miscíveis pode-se encontrar dois tipos de miscibilidades, o FCM (“*Fist-Contact Miscible*”) e o MCM (“*Multiple-Contact Miscible*”).

O FCM, ou Miscível a Primeiro Contato, ocorre nos processos em que os fluidos são considerados miscíveis em quaisquer proporções. Geralmente, injeta-se primeiro um banco do fluido miscível ao óleo, e depois um banco com outro fluido que irá varrer o reservatório, utiliza-se normalmente água.

Enquanto que os processos miscíveis a Múltiplos Contatos (MCM) são aqueles em que as condições de miscibilidade são criadas dentro do reservatório, através de transferência de massa entre os fluidos por múltiplos contatos.

Portanto, a miscibilidade de um gás injetado no reservatório ora pode acontecer ora não. Os fatores que influenciam na ocorrência do deslocamento miscível são:

- Temperatura do reservatório;
- Pressão do reservatório;
- Composição do gás injetado;
- Composição do óleo.

E de acordo com MUNGAN (1991), os métodos que envolvem a injeção de CO_2 são variados, o mesmo listou diferentes modos de injeção desse gás que já foram aplicados em campo ou estudados em laboratório:

- Injeção Contínua de CO_2 ;
- Processo com banco de CO_2 ;
- SWAG – Injeção simultânea de CO_2 e água;
- WAG – injeção alternada de água e gás;
- Injeção de CH_4 junto com CO_2 ;
- Injeção de GLP seguido com CO_2 ;
- Injeção de CO_2 junto com H_2S ou SO_2 .

O presente trabalho analisou exclusivamente o método de injeção alternada de água e CO_2 , que foi classificado como método “WAG”. É importante salientar que esse método leva em consideração a injeção de qualquer outro tipo de gás, e não apenas o CO_2 .

2.3 Injeção Alternada de Água e Gás (WAG)

Esse método de recuperação consiste na injeção de forma alternada de bancos sucessivos de gás (CO_2 , CH_4 , N_2 , etc.) e água. O tempo de alternância entre um banco injetado e outro pode ser determinado pela fixação de um intervalo de tempo estabelecido previamente - o qual pode ser determinado levando em consideração vários fatores - ou com bases no monitoramento contínuo da produção. Nesse segundo caso, o mais usual, a injeção de gás no reservatório continua até que a produção de óleo decline até um nível estabelecido, nesse momento cessa a injeção de CO_2 e começa a injeção de água, aumentando novamente a produção de óleo, essa alternância entre os bancos ocorre sempre que for necessário.

A produção de gás carbônico prevista pela PETROBRAS nos reservatórios do pré-sal, poderá estar próxima de 500 m^3 para cada 5 milhões de m^3 de gás natural produzido. A reinjeção do gás carbônico como método de recuperação avançada é uma alternativa para o descarte deste gás poluente. De acordo com testes preliminares, o processo de injeção de CO_2 alternado com água pode aumentar em até 50% a recuperação de petróleo de um reservatório (VIGLIANO, 2011).

Na Figura 2-1, observa-se o esquema de um processo WAG ideal, nota-se a formação de uma zona miscível entre o óleo do reservatório e o gás deslocante (CO_2), e nota-se ainda que o fenômeno da segregação gravitacional não ocorre. Entretanto, em modelos de injeções reais, fatores como a não ocorrência de miscibilidade, aparecimento de *fingers* e segregação gravitacional ocorrem com frequência.

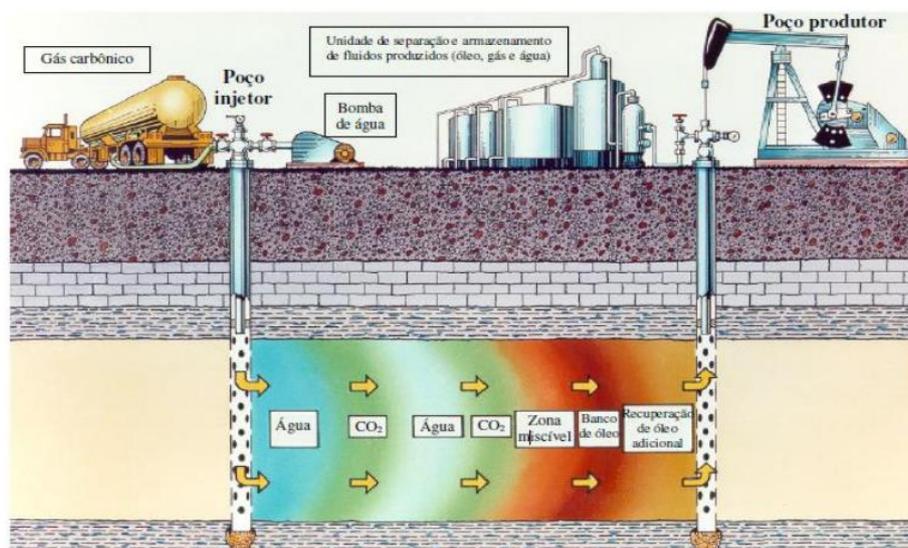


Figura 2-1 Processo WAG

Nos últimos anos, vem aumentando o número de projetos de injeção alternada de água e gás, tanto de formas miscíveis quanto imiscíveis, sem descartar a influência da transferência de massa entre fases na recuperação de óleo, mesmo nos processos imiscíveis (SKAUGE e DALE, 2007).

É importante frisar que a injeção alternada de água e gás combina as principais vantagens dos dois métodos, a boa eficiência de varrido macroscópica da água e a boa eficiência de varrido microscópica do gás, somado com a possibilidade de ocorrência de miscibilidade entre o gás e o óleo do reservatório. Fator que resulta em uma maior recuperação de óleo quando comparado com a produção obtida através da injeção de apenas um destes fluidos.

2.4 Características e Efeitos da Injeção de CO₂

A injeção de CO₂ no reservatório pode contribuir para a produção de óleo, seja pela manutenção da pressão estática, seja pela miscibilidade que o gás possa ter com óleo do reservatório. A injeção desse gás pode ser classificada como miscível ou imiscível, e o que determina o modo de interação entre o gás e os fluidos do reservatório são: os fatores operacionais, as propriedades físicas e químicas dos fluidos envolvidos, e as interações existente entre o gás e o óleo do reservatório.

Na Figura 2-2, verifica-se a ocorrência ou não da miscibilidade em alguns projetos de injeção de CO₂, relacionado a viscosidade com o grau API do óleo. Foi visto que a ocorrência da miscibilidade entre o óleo do reservatório com o CO₂ aconteceu mais frequentemente quando havia uma grande presença de elementos intermediários (C₅-C₂₀) no óleo.

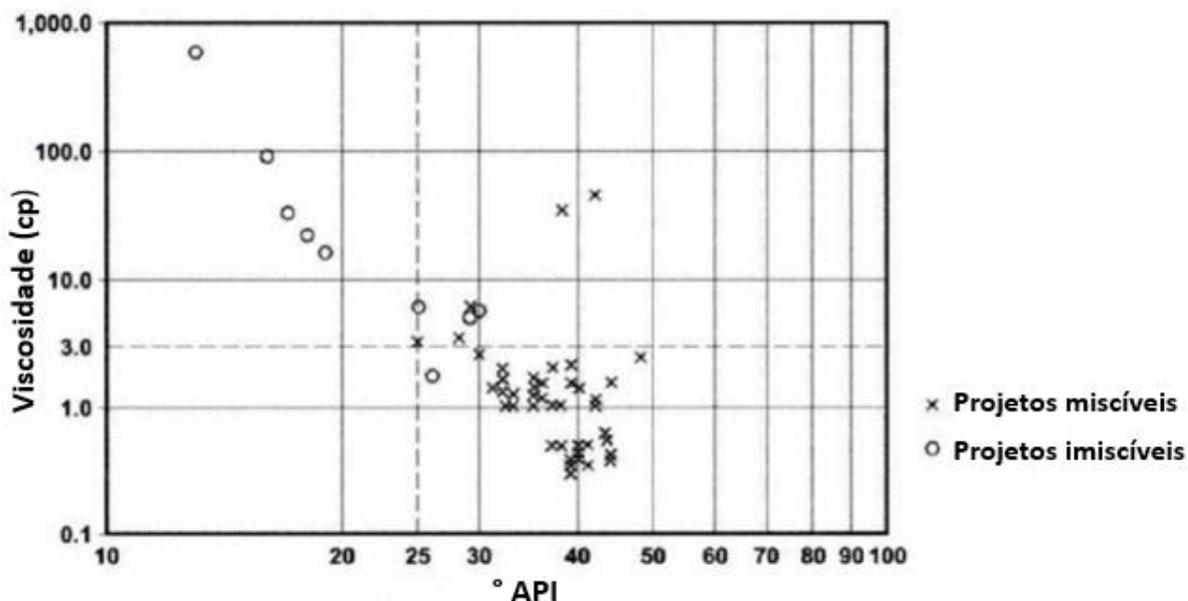


Figura 2-2 Relação entre viscosidade e densidade do óleo em projetos de Injeção de CO₂.
Fonte: MORITIS, 1992.

Para assegurar a ocorrência da miscibilidade entre o óleo e o CO₂ deve-se entender os mecanismos físicos e químicos dos fluidos envolvidos. Para que ocorra essa interação, algumas condições de determinadas variáveis devem ser satisfeitas, como por exemplo: Temperatura (temperaturas baixas facilitam a miscibilidade entre CO₂ e o óleo); Pressão (Quanto maior a pressão, maior será a solubilização do gás no óleo) e Composição do óleo (Óleos saturados de gases inibem a dissolução do CO₂ no óleo).

É importante verificar que a injeção desse gás favorece o aparecimento de uma série de mecanismos que são importantes para o aumento da recuperação do óleo, independentemente do deslocamento ser miscível ou não. São alguns desses mecanismos:

- Redução da viscosidade do óleo;
- Inchamento do óleo;
- Efeitos de miscibilidade;
- Mecanismos de gás em solução;
- Vaporização do óleo.

Quando ocorre a dissolução do CO₂ no óleo do reservatório, a viscosidade desse óleo pode diminuir consideravelmente, havendo também um inchamento desse óleo, nota-se que ambos efeitos atuam para reduzir a razão de mobilidade.

O inchamento do óleo ocorre quando o CO₂ se dissolve nele, acarretando um aumento do volume do óleo. Segundo estudos realizados, o aumento de volume pode

variar entre 10 a 20%. Ao ocorrer o inchamento do óleo, o fator de recuperação tende a aumentar, pois a expansão do volume do óleo facilita a sua expulsão dos poros da rocha reservatório.

O efeito da miscibilidade provoca a redução da tensão interfacial existente entre a gás e o óleo, facilitando a locomoção entre as fases e, conseqüentemente, a redução da saturação de óleo residual. O mecanismo de gás em solução contribui para a recuperação do óleo devido à expansão dos gases que inicialmente estavam dissolvidos, impulsionando o óleo para fora do meio poroso.

2.5 Injeção Miscível de CO₂

A importância da utilização de CO₂ como técnica de EOR, ou métodos de recuperação avançada, é devido a sua capacidade de dissolver-se no óleo, acarretando entre alguns dos benefícios, o inchamento do óleo e a vaporização de frações mais leves. Portanto, os processos miscíveis ganham destaque ao serem relacionados à habilidade do CO₂ de reduzir as forças capilares e interfaciais que causam a retenção do óleo no meio poroso.

Nos projetos de injeção de CO₂, tem-se que levar em consideração a importância da miscibilidade. Nos processos miscíveis, ou parcialmente miscíveis, as características do óleo são alteradas, particularmente a viscosidade e o volume, gerando um acréscimo de pressão no reservatório. Além de que, em um processo miscível, problemas já relacionados aos processos imiscíveis são evitados, como por exemplo o efeito de canalização.

De acordo com BACHU et al (2000), para que a miscibilidade aconteça é aconselhável que haja as seguintes condições:

- Óleo com grau API acima de 25;
- Intervalo de Pressão começando em aproximadamente 1500 psi e atingindo um limite de 6000 psi;
- Profundidade suficiente para operar com pressões acima do necessário, sem que ocorra faturamento da formação.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Esse tópico aborda os materiais e os métodos utilizados na realização desse trabalho, tais como as ferramentas computacionais, características do modelo de fluido, modelo físico do reservatório e amostragem dos parâmetros que foram analisados. As informações do reservatório estudado se baseiam em um modelo semissintético com características do Nordeste brasileiro.

3.1 Ferramentas Computacionais

A ferramenta computacional utilizada na modelagem do método WAG foi o simulador GEM (“*Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulation*”) da CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*) – versão 2012.

De acordo com BAUTISTA (2012), o GEM trata-se de um simulador do tipo composicional. Nos modelos composicionais o fluido é modelado considerando cada componente individualmente ou pela utilização de pseudo-componentes. Nesse último, elementos com propriedades semelhantes são agrupados em pseudo-componentes. Em casos de injeção de CO₂, os modelos composicionais são mais aplicáveis por representarem melhor o escoamento dos fluidos. Dessa forma o simulador informa, a partir de equações e dados de entrada, o comportamento do reservatório, demonstrando como ocorre a modificação de variáveis, tais como – pressões e saturações.

3.1.1 WinProp – CMG

O modelo de fluido utilizado foi implementado no *Winprop*, que é um software da CMG.

Segundo BAUTISTA (2012), esse programa faz uso de equações de estado para modelar as propriedades de equilíbrio multifásico. Assim sendo, o *Winprop* pode estimar o comportamento das fases do sistema óleo-gás-água no reservatório, e analisar o comportamento de cada fase.

3.1.2 Builder – CMG

Segundo BAUTISTA (2012), no Builder, ferramenta computacional da CMG, é onde se cria os arquivos necessários a serem simulados nas extensões (GEM, IMEX e STARS). É nessa etapa, onde foram construídos os aspectos físicos e dimensionais do reservatório, além de serem inseridas as condições iniciais e dados operacionais.

Afim de criar um arquivo no Builder, algumas etapas devem ser concluídas, são elas:

- Construção ou importação do modelo do reservatório;
- Inserir o modelo de fluidos criado anteriormente no Winprop;
- Inserir as propriedades do sistema rocha – fluido;
- Inserir as condições iniciais (pressão inicial do reservatório, porosidades, permeabilidades, profundidades do topo e base do reservatório, etc.);
- Construção e caracterização dos poços (produtores e injetores).

3.1.3 Simulador GEM – CMG

Como o estudo do presente trabalho envolve a modelagem do método WAG, onde a interação miscível entre as fases gás – óleo pode ocorrer, preferiu-se optar por um modelo composicional. A ferramenta escolhida foi o simulador GEM da CMG – versão 2012.

A ferramenta GEM se faz importante na modelagem de reservatório complexos devido às múltiplas interações existentes entre as fases gás – óleo – água. Essas interações entre as fases e/ou componentes tem importância primordial nos mecanismos de produção de alguns métodos de recuperação.

O simulador GEM se caracteriza por ser um simulador composicional que modela fluidos de duas ou mais fases ou fluidos multicomponentes, por isso seu uso é preferível na modelagem de métodos miscíveis, como a injeção de CO₂ ou injeção de hidrocarbonetos, ou em métodos como o WAG e SWAG. Esse simulador também é utilizado para modelar inúmeros tipo de reservatórios em que a composição dos fluidos e suas interações sejam de essencial importância na compreensão do método de recuperação, como por exemplo em reservatório que tenha gás condensado ou que o óleo seja muito volátil.

3.2 Modelagem do método WAG

Nessa seção abordaremos os procedimentos necessários para a implementação do método WAG. A modelagem do método passou pelas seguintes etapas: criação do modelo de fluidos, construção física do reservatório, inserção das condições iniciais e características rocha-fluido, e a criação dos poços produtores e injetores.

3.2.1 Modelo de Fluido

A ferramenta Winprop, *software* da CMG, foi usada na criação do modelo de fluidos. As características do reservatório se assemelham às encontradas no Nordeste Brasileiro. Nessa etapa da modelagem foram inseridas informações como: pressão de saturação, temperatura, grau API, fator volume formação, razão gás - óleo e densidades.

3.2.1.1 Composição do Fluido do Reservatório

A Tabela 3-1 mostra os componentes do óleo do reservatório e as suas respectivas frações molares.

Tabela 3-1 Composição do fluido.

COMPONENTES	FRAÇÃO MOLAR (%)	COMPONENTES	FRAÇÃO MOLAR (%)
N ₂	0,05	C ₆	8,53
C ₁	0,09	C ₇	8,41
C ₂	0,08	C ₈	14,17
C ₃	0,18	C ₉	9,57
IC ₄	0,48	C ₁₀	7,95
NC ₄	1,30	C ₁₁	5,60
IC ₅	2,35	C ₁₂₊	40,07
NC ₅	3,16		

Outras variáveis inseridas na caracterização do modelo de fluidos são listadas:

- Densidade relativa do gás = 0,7001;
- Massa molecular (C_{12+}) = 583;
- Massa específica (C_{12+}) = 0,921 g/cm³;
- Grau API = 28,56

3.2.1.2 Permeabilidades Relativas

As Figura 3-1 e Figura 3-2 demonstram as curvas de permeabilidade relativa referente aos sistemas estudados. A Figura 3-1 representa a curva de permeabilidade relativa pertencente ao sistema água-óleo e a Figura 3-2 representa a curva de permeabilidade relativa pertencente ao sistema gás-líquido.

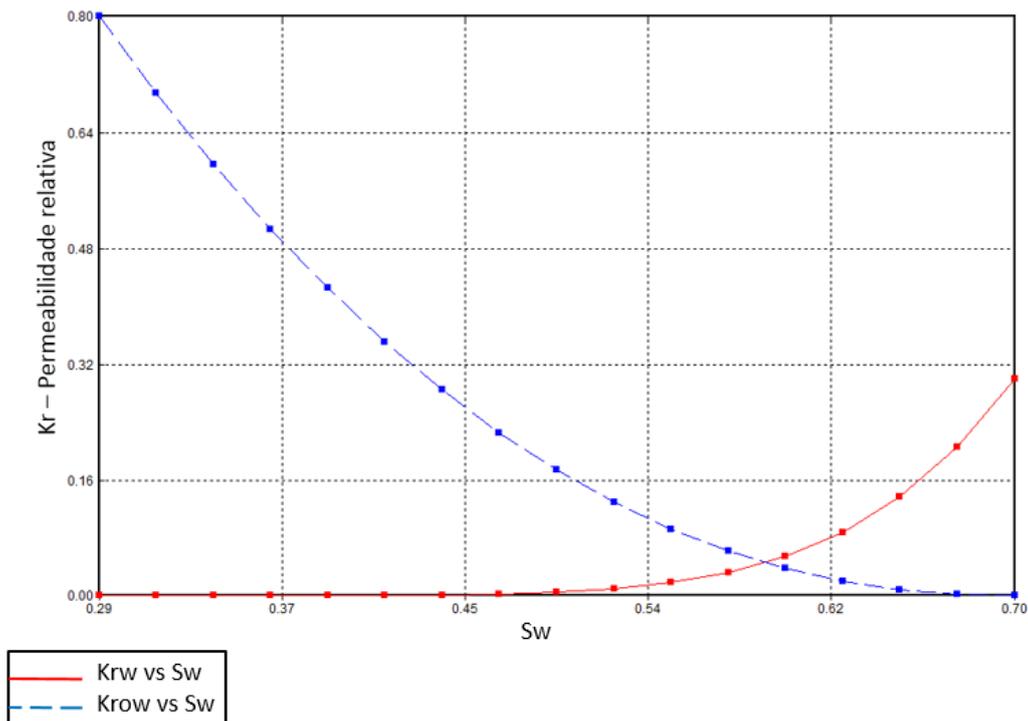


Figura 3-1 Curva de permeabilidade relativa do sistema água/óleo.

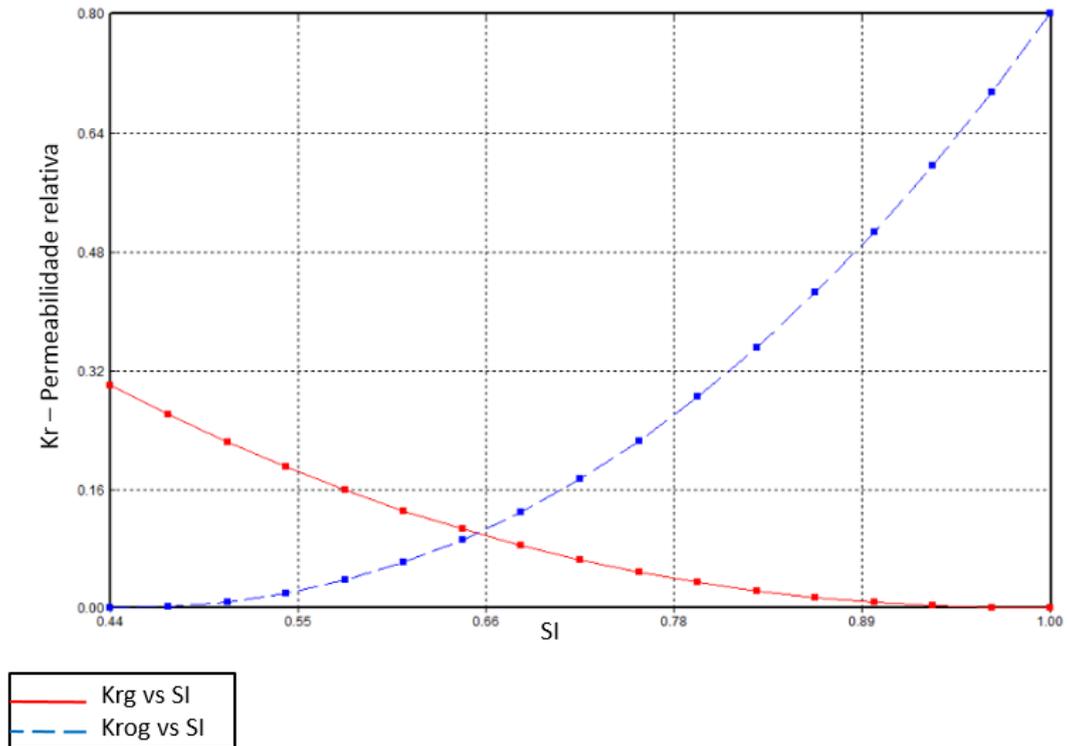


Figura 3-2 Curva de permeabilidade relativa do sistema líquido/gás.

3.2.2 Modelo Físico do reservatório

Após a construção do modelo de fluidos foi necessária a construção física do reservatório. Nessa etapa foram inseridas as características dimensionais do reservatório, como também, as variáveis intrínsecas ao sistema, tais como – permeabilidades, porosidade e saturações. Vale salientar que o presente trabalho foi desenvolvido baseando-se em um reservatório de modelo homogêneo.

O reservatório se apresenta não uniforme e sua topografia pode ser vista na Figura 3-3, onde pode-se observar o seu contorno geométrico e as profundidades.

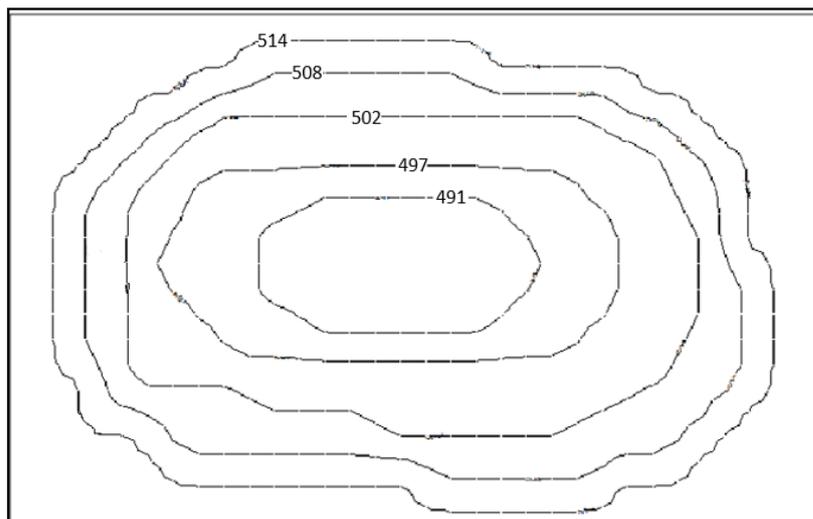


Figura 3-3 Mapa topográfico do reservatório (Distâncias em metro).

A construção do reservatório baseou-se em um modelo tridimensional com malha cartesiana (direções i, j, k). Sendo 770 m, na direção i, 520 m na direção j e 30 m na direção k. O reservatório apresenta as seguintes características dimensionais mostrada na Tabela 3-2.

Tabela 3-2 Características dimensionais do reservatório.

Número total de blocos	9600
Número de blocos na direção i	30
Número de blocos na direção j	20
Número de blocos na direção k	16
Tamanho dos blocos em i (m)	25,67
Tamanho dos blocos em j (m)	26

O número de blocos na direção “k” é de 16 blocos. Sendo 15 blocos de 1,875 m e 1 bloco de 6 m. O bloco de 6 m foi reservado para a zona de água e está localizado na base do reservatório. Na Figura 3-4 e na Figura 3-5, observam-se imagens em 3D do reservatório.

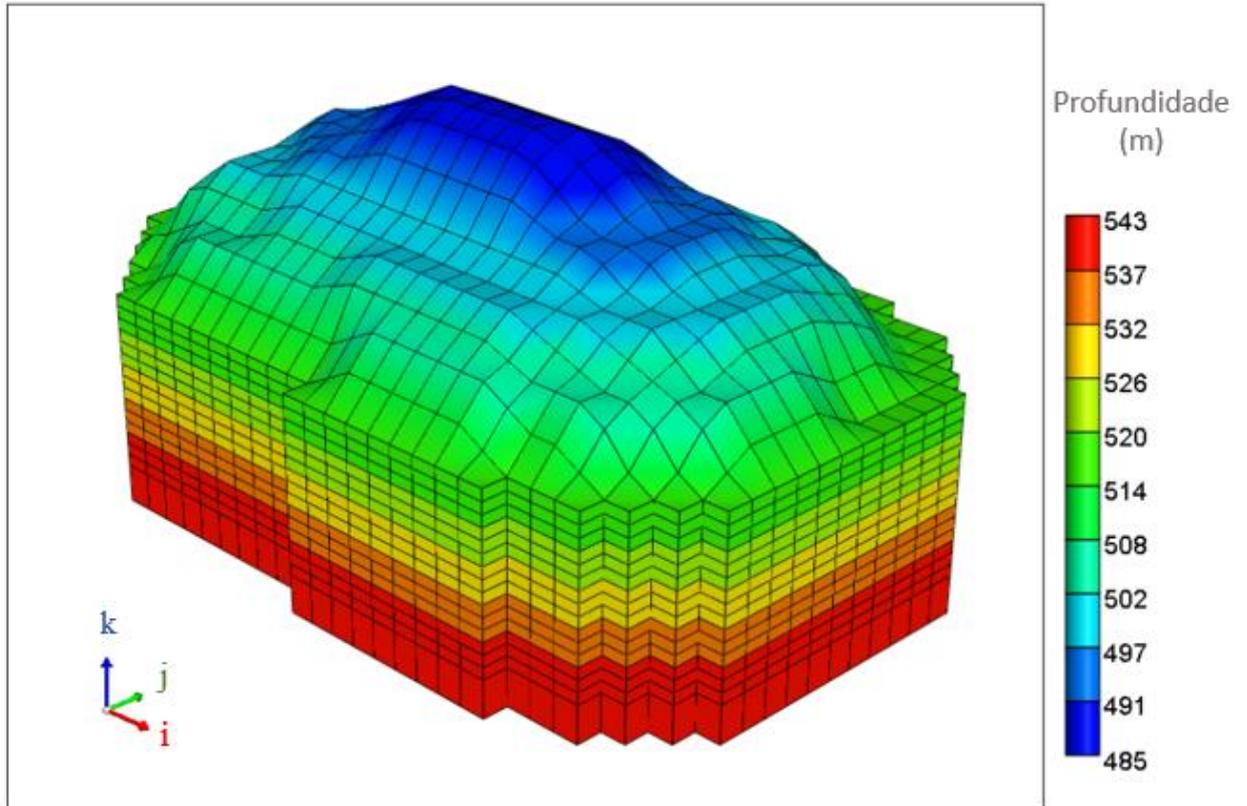


Figura 3-4 Imagem do reservatório (Vista 3D).

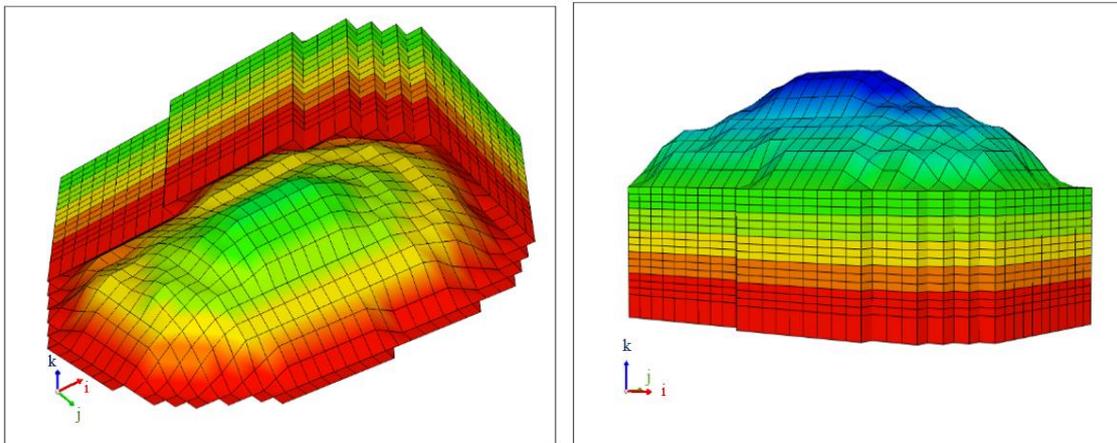


Figura 3-5 Imagens do reservatório visto por baixo e pela lateral, respectivamente.

3.2.3 Propriedades do Reservatório

A seguir são listadas algumas informações referentes às propriedades e características do reservatório:

- Porosidade: 23%;
- Permeabilidade Horizontal: 500 mD;
- Permeabilidade Vertical: 25 mD;
- Saturação inicial de óleo: 75 %;
- Saturação de água conata: 25 %;
- Compressibilidade da formação @683 psi: 15×10^{-7} 1/psi;
- Profundidade do topo do reservatório: 485 m;
- Profundidade base do reservatório: 521 m;
- Contato Água-óleo: 515 m;
- Temperatura: 50 °C (122 °F);
- Pressão Inicial: 683 psia;
- Máxima espessura da zona de óleo: 28,12 m

É importante evidenciar, que o reservatório apresenta um aquífero localizado em sua base. Na Tabela 3-3, informamos os volumes originais de óleo, água e gás, e o volume poroso total do reservatório.

Tabela 3-3 Volume original dos fluidos e do volume poroso total do reservatório.

Volume poroso total (m ³)	2,648 . 10 ⁶
Óleo <i>in Place</i> (m ³ std)	6,694 . 10 ⁵
Água <i>in Place</i> (m ³ std)	1,977 . 10 ⁶

O volume de óleo *in place* equivale a 669.400 m³ std, enquanto que o volume poroso total do reservatório é de 2.648.000 m³. A Figura 3-6 demonstra a saturação inicial óleo do reservatório, enquanto que a Figura 3-7 mostra a saturação inicial de água, ambas imagens vistas em um corte transversal do reservatório em 3D. Da visualização de ambas as imagens percebe-se que a água localiza-se principalmente na base do reservatório, enquanto que o óleo encontra-se na parte superior.

Saturação de Óleo

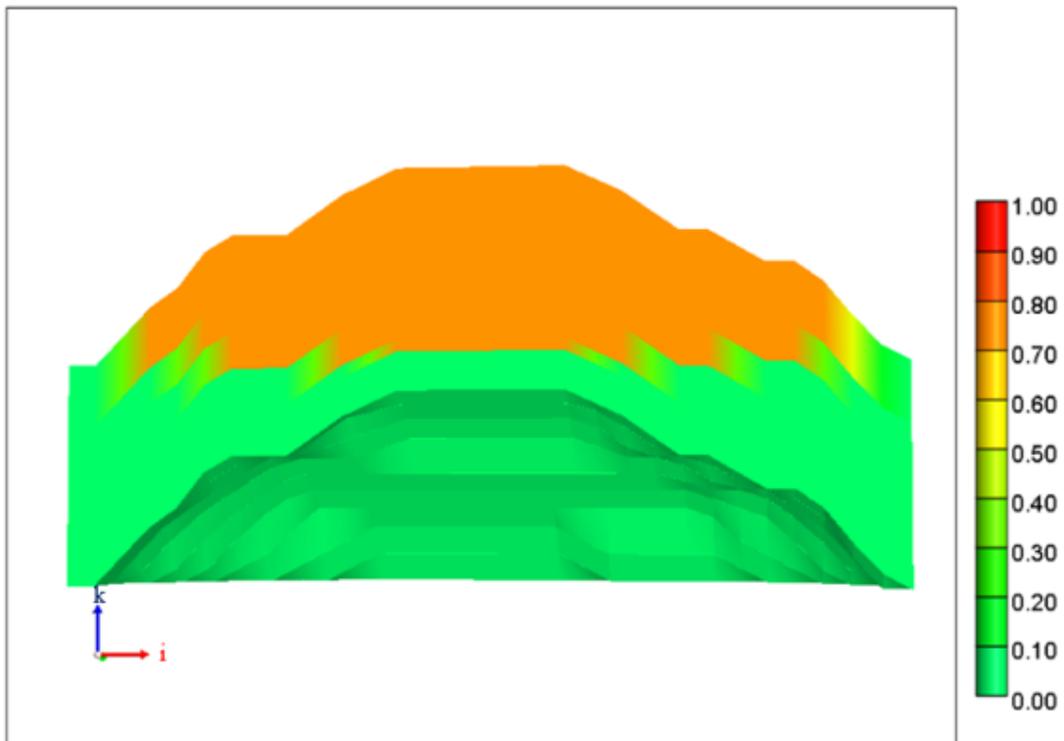


Figura 3-6 Saturação Inicial de óleo (Corte Transversal).

Saturação de Água

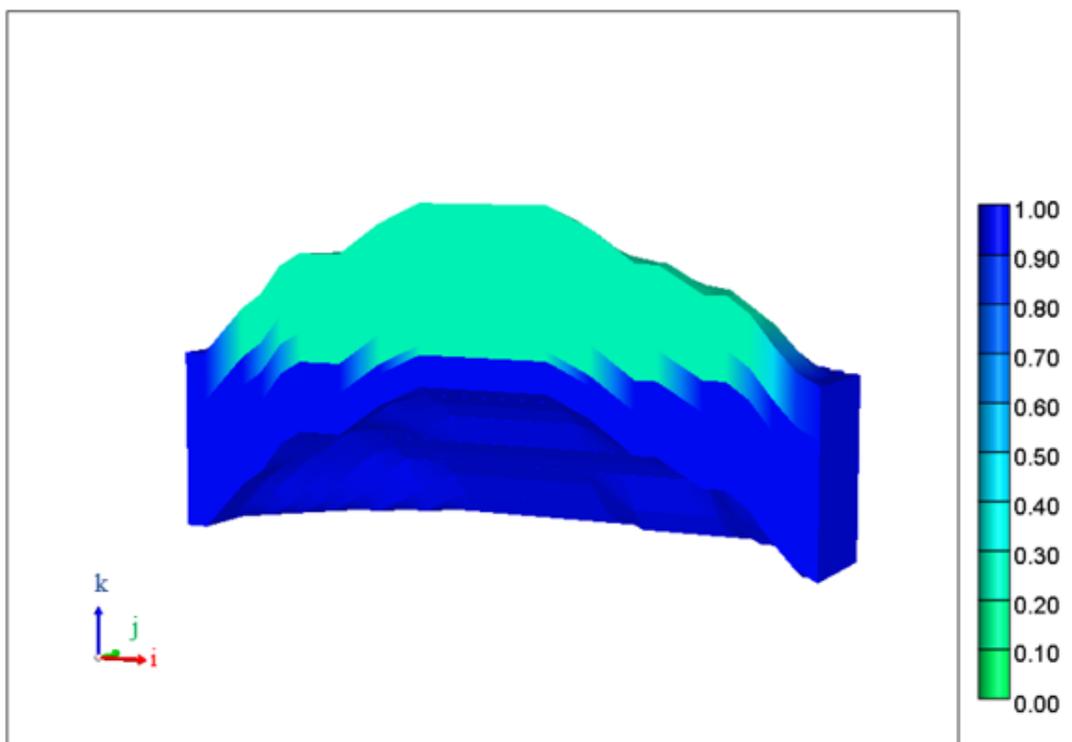


Figura 3-7 Saturação Inicial de água (Corte Transversal).

3.3 Metodologia

Concluído as etapas anteriores de caracterização do modelo de fluidos e construção do reservatório, desenvolveu-se a metodologia para a implementação e análise do método WAG. Como é de conhecimento, esse método de recuperação avançada consiste na injeção alternada de gás e água no reservatório, para esse trabalho o gás injetado foi o CO₂.

Antes da escolha do tipo de malha a ser implementada no reservatório, foram feitas algumas considerações, tais como as dimensões do reservatório (770 m x 520 m x 30 m), espaço entre poços (produtor e injetores), produtividade, economicidade de CO₂, tempo de produção, entre outros. A opção escolhida foi a malha do tipo Five-Spot invertida, essa malha trata-se de uma configuração já mundialmente conhecida e frequentemente mostra bons resultados de varrido, resultando em bons fatores de recuperação. Sabe-se que o esquema de uma malha Five-spot invertido consiste em um poço injetor no centro da malha e quatro poços produtores nas extremidades.

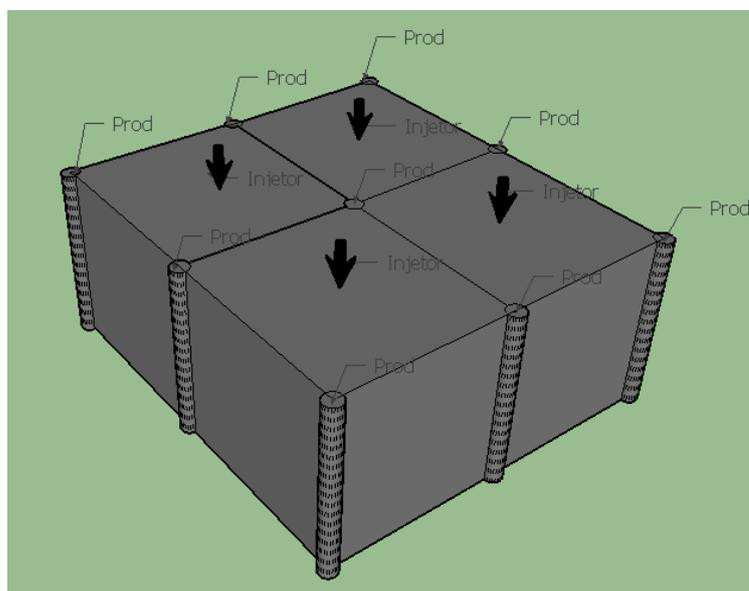


Figura 3-8 Malha do Tipo Five-Spot Invertida.

3.4 Modelo Base

Tendo em vista a grande área superficial do reservatório, optou-se por um esquema de duas malhas Five-Spot invertido. Com essa configuração, os poços abrangeram uma maior área do reservatório. A Figura 3-9 e a Figura 3-10, mostram o

esquema de malhas aplicado ao reservatório, em uma vista em 3D e em uma vista areal, respectivamente. Observa-se que há 2 poços injetores no centro e 6 poços produtores nas extremidades do reservatório.

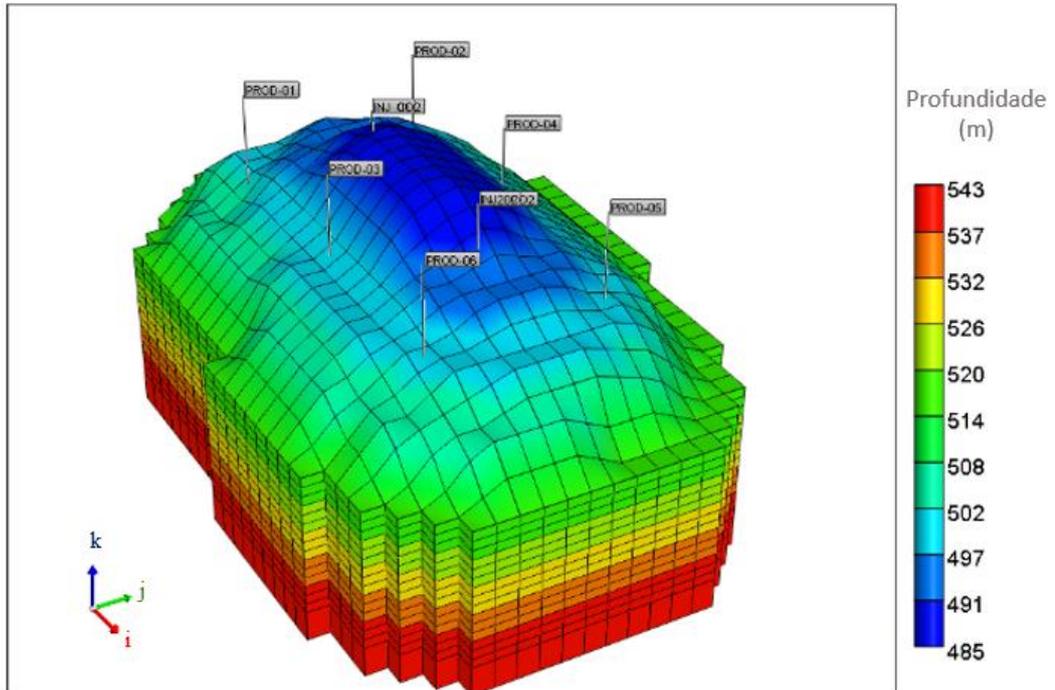


Figura 3-9 Duas malhas Five-Spot invertidas no reservatório (Vista 3D).

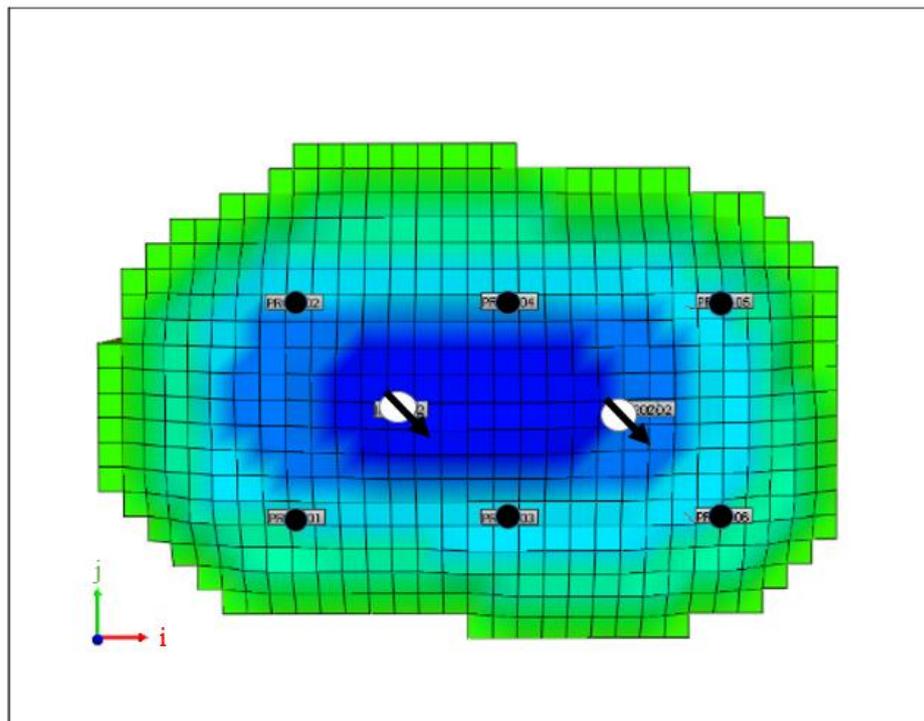


Figura 3-10 Duas malhas Five-Spot invertidas no reservatório (Vista areal).

Após a construção do modelo base do reservatório, foi feita uma série de comparativos e análises envolvendo a injeção dos fluidos de forma isolada, com a finalidade de elucidar o comportamento do reservatório para cada tipo de fluido injetado e sob determinadas circunstâncias operacionais. Também foi realizada uma análise das profundidades das completações. Só após essa análise prévia de cada fluido, deu-se continuidade ao estudo do método WAG.

3.5 Modelo com Injeção de Água ou CO₂

Numa análise inicial, injetou-se apenas água no reservatório sob diferentes vazões de injeção, com o propósito de obter valores de referência para as vazões de água injetada. Foram analisadas as vazões de injeção e as profundidades das completações com o intuito de estimar a influência dos mesmos na quantidade de óleo recuperado do reservatório. Os casos estudados para a injeção de água foram os seguintes:

- Vazão de injeção de água (10, 25, 50, 100, 200, 250, 500, 750 m³/d);
- Profundidades de injeção (Topo, meio e base da zona de óleo).

A etapa seguinte do projeto abordou um estudo da injeção isolada de CO₂ no reservatório. E da mesma forma que foi feito para a injeção de água, foram analisadas diferentes vazões de injeções para o gás, e diferentes profundidades de injeção. As configurações operacionais estudadas foram as seguintes:

- Vazão de injeção de CO₂ (500, 1.000, 2.000, 5.000, 10.000, 20.000, 50.000, 100.000 m³/d);
- Profundidades das completações (Topo, meio e base da zona de óleo).

É importante destacar que os valores citados para as vazões de fluidos injetados (água ou CO₂) são referentes a apenas um poço injetor, e como há duas malhas Five-Spot invertido aplicadas ao reservatório, a obtenção da vazão de injeção total é obtida dobrando-se o valor de vazão indicada.

3.6 Modelo de Injeção Alternada de CO₂ e Água

Por fim, examinou-se a injeção alternada de CO₂ e água (WAG) no reservatório. Nessa etapa analisou-se a variação das vazões de injeção de ambos os fluidos, as

diferentes profundidades de injeção, o tempo de alternância entre os bancos e uma análise referente ao banco inicial.

Inicialmente variou-se as vazões de injeção de CO₂ e água, e a partir dos resultados obtidos na análise das vazões dos fluidos injetados separadamente, definiu-se algumas vazões de referência, e foram selecionadas algumas outras.

O tempo de projeto, referente a aplicação do método WAG, foi definido em 20 anos. Com o intuito de obter um tempo de alternância entre os bancos que fornecesse os melhores resultados, foram analisados os tempos de 1, 2 e 3 anos.

Verificou-se também, qual seria a profundidades de injeção que traria os melhores resultados de Recuperação de óleo (FR), as profundidades de injeção analisadas foram: topo, meio e base da zona de óleo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo foram apresentados os resultados das simulações realizadas, bem como as análises e discussões acerca dos diferentes modelos de injeção de fluidos no reservatório. Foi determinado sob quais aspectos operacionais pode-se produzir os maiores volumes de óleo.

Antes de analisar o método de recuperação proposto – Injeção alternada de CO₂ e água (WAG) – foi procedido um estudo das injeções de ambos os fluidos isoladamente. Para estes casos, verificou-se a resposta de produtividade do reservatório, por meio de parâmetros como Volume de óleo produzido (Np) e Fator de recuperação (FR). Também foram definidas as vazões de referência para a água e para o CO₂.

4.1 Análise da Injeção de Água como Método de Recuperação

Como sabe-se, a injeção de água em reservatórios é um método de recuperação de petróleo já consagrado, pois produz um aumento considerável do fator recuperação do reservatório quando comparado à recuperação primária. No caso estudado, foram feitas algumas variações operacionais, tais como: diferentes profundidades de injeção e variação das vazões de injeção de água.

Inicialmente analisou-se algumas profundidades de injeção para a água, foram elas: Injeção no topo, no meio e no fundo da zona de óleo. A vazão de injeção teste foi definida como 200 m³/d. A Figura 4-1 evidencia, em um corte vertical do reservatório, as diferentes profundidades de injeção de água.

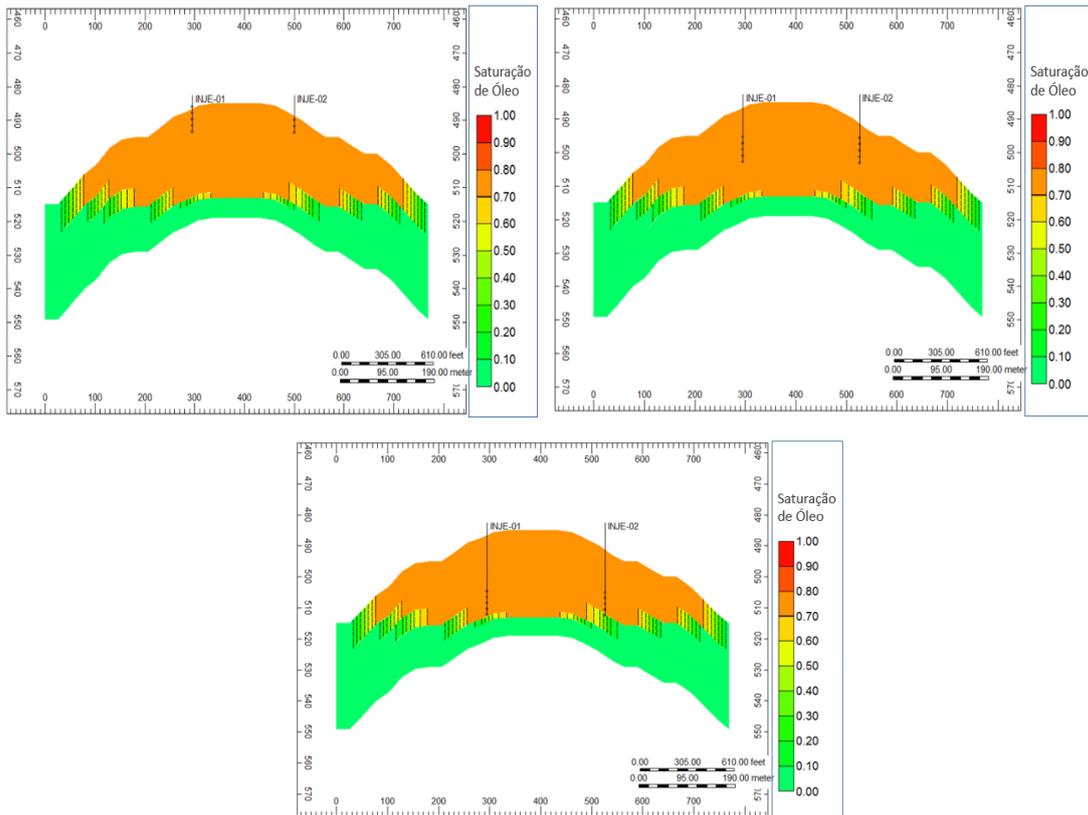


Figura 4-1 Diferentes profundidades de injeção de água no reservatório (topo, meio e fundo).

Os resultados para o volume de óleo acumulado (N_p), obtido nas diferentes profundidades da zona de óleo, podem ser vistos na Figura 4-2.

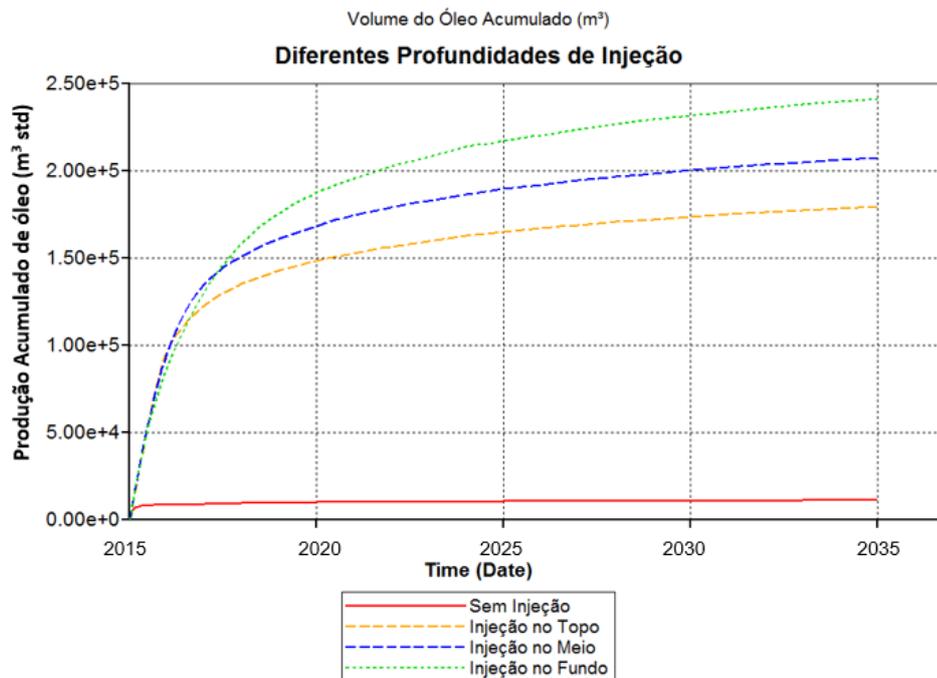


Figura 4-2 Volume de óleo acumulado para diferentes profundidades de injeção de água.

Nota-se, a partir da Figura 4-2, que à medida que a profundidade de injeção aumenta, a quantidade de óleo acumulado também aumenta, atingindo um volume máximo de óleo produzido de $2,43 \cdot 10^5 \text{ m}^3$, quando a água é injetada no fundo da zona de óleo. Em vista disso, esse cenário foi selecionado para a realização das simulações de injeção de água seguintes.

Diferentes vazões de injeção de água também foram analisadas (10, 25, 50, 100, 200, 250, 500 e 750 m^3/d). A Figura 4-3 demonstra os valores de volume de óleo acumulado para as simulações realizadas, em função das diversas vazões de água injetada.

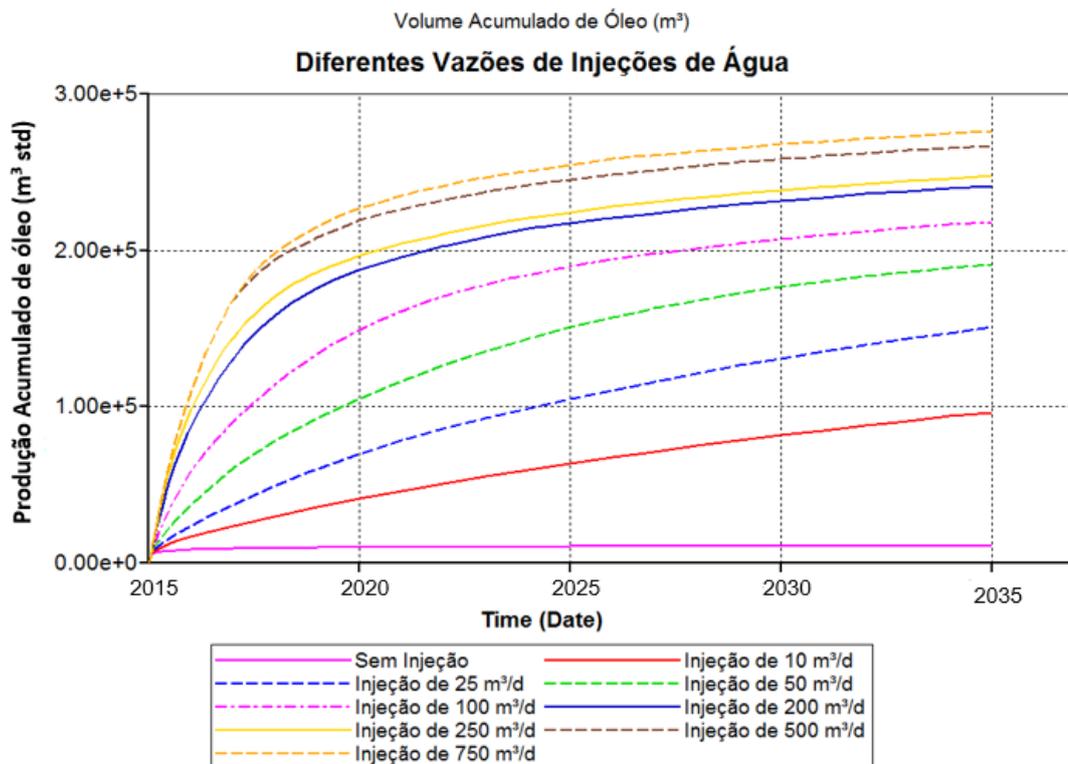


Figura 4-3 Volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção de água.

Observa-se na Figura 4-3 que a vazão de injeção de 750 m^3/d de água obteve o maior valor de óleo acumulado, entretanto uma injeção de 500 m^3/d resultou em um resultado um pouco inferior. Em vista disso, um estudo de análise econômica deve ser feito para viabilizar ou não uma injeção de água dessa magnitude.

4.2 Análise da Injeção de CO₂ como Método de Recuperação

Esse tópico abordou uma análise da injeção isolada de CO₂ no reservatório, e foi observado como se dar a produtividade dos poços produtores frente à essa situação. Como foi visto anteriormente nesse trabalho, gás ao ser injetado no reservatório pode atuar de forma miscível ou imiscível. A forma de atuação do gás dependerá de alguns fatores, tais como: composição do gás, temperatura, pressão de injeção e transferência de massa entre as fases. Sabe-se que o gás injetado no reservatório em estudo foi apenas o CO₂, e portanto não houve variação de composição. A temperatura do reservatório permaneceu invariável, em torno de 50°C, e a pressão de injeção foi mantida fixa em 1.500 psi. É importante ressaltar que dentre as variáveis citadas, apenas a transferência de massa poderia efetivamente está ocorrendo.

A análise da injeção do CO₂ foi realizada da mesma forma como foi procedida para o caso da injeção de água. Inicialmente, foi feita uma abordagem de estudo para diferentes profundidades de completações. Em seguida, fez-se um comparativo das diferentes vazões de injeção de CO₂ no reservatório.

A Figura 4-4 mostra o volume acumulado de óleo para diferentes profundidades de injeção de CO₂, a uma vazão de 10.000 m³/d. Os locais de injeção escolhidos foram: topo, meio e fundo da zona de óleo.

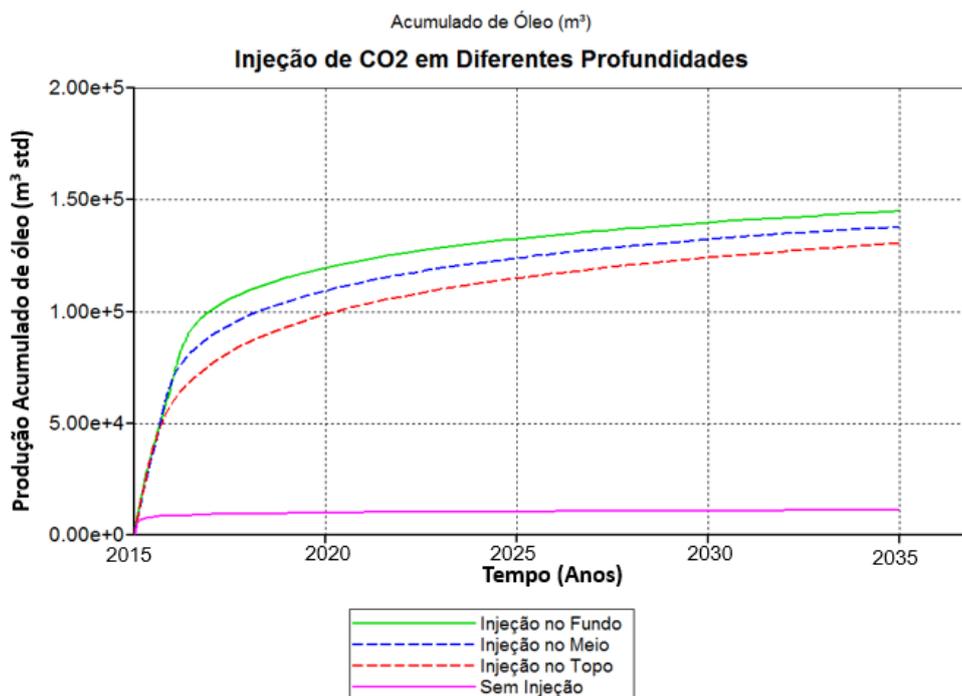


Figura 4-4 Volume acumulado de óleo para diferentes profundidades de injeção de CO₂.

Do comparativo mostrado na Figura 4-4, nota-se que a maior produção acumulada de óleo acontece quando opta-se pela injeção de CO₂ no fundo do reservatório, região localizada a poucos metros antes da zona de água. O motivo que explica essa maior produção acumulada de óleo é devido a uma maior distância de separação entre os poços produtores e injetores. Estes foram fixados numa região intermediária do reservatório, e essa maior distância de separação entre os diferentes poços proporcionou uma maior quantidade de óleo recuperado.

Portanto, a profundidade de referência escolhida para a injeção de CO₂ foi à localizada no fundo da zona de óleo. E baseado nessa escolha, procedeu-se a análise do volume acumulado de óleo para diversas vazões de injeção do gás. As vazões aplicadas foram as seguintes: 500, 1.000, 2.000, 5.000, 10.000, 20.000, 50.000 e 100.000 m³/d. Os resultados dessas simulações podem ser vistos na Figura 4-5.

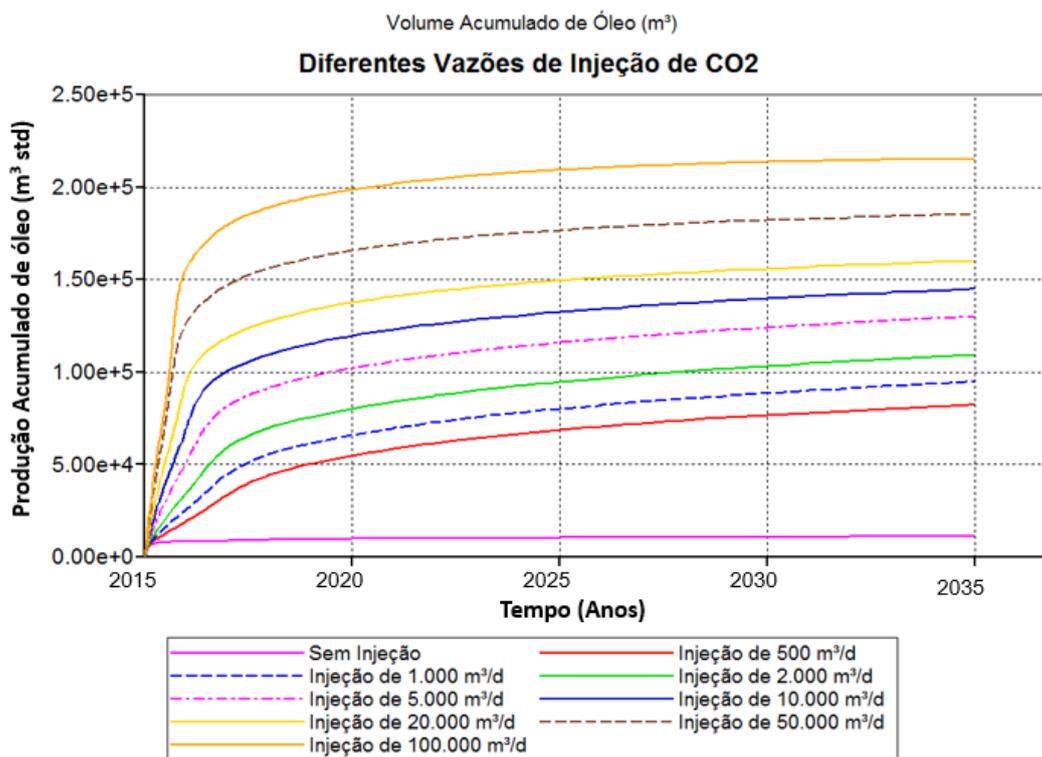


Figura 4-5 Volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção de CO₂.

Concluiu-se que quando se injeta vazões muito grandes de CO₂ a produção de óleo é antecipada, entretanto alguns fatos foram observados. A partir do 5º ano de produção, o volume de óleo produzido não aumentou significativamente, e esse fato é notado com uma maior intensidade para as maiores vazões de injeção de CO₂. Foi

observado também que a partir desse mesmo ano, a razão gás-óleo (RGO) já era elevada, as simulações mostraram que o *breakthrough* acontecia por volta de 2,5 anos. Na Tabela 4-1, observa-se os valores de RGO para as respectivas vazões de injeção de CO₂.

Tabela 4-1 RGO para as vazões de injeção de CO₂.

Vazão de Injeção do CO ₂ (m ³ /d)	RGO (m ³ /m ³) (5 Anos)	RGO (m ³ /m ³) (10 Anos)	RGO (m ³ /m ³) (20 Anos)
0	0	0	0
500	100	190	337
1.000	197	365	678
2.000	378	708	1.366
5.000	930	1.830	3.486
10.000	1.917	4.009	3.299
20.000	3.941	8.543	19.594
50.000	10.325	24.786	73.666
100.000	20.834	55.006	429.089

Na injeção de grandes vazões de CO₂, alguns fatores devem ser levados em consideração. Nem sempre há grande disponibilidade de CO₂, além de que os custos envolvendo a recuperação, tratamento e compressão desse gás são bastante elevados. Sendo portanto, em muitos casos, não economicamente viável optar pela injeção de vazões muito elevadas desse gás.

Ainda da análise do gráfico mostrada na Figura 4-5, e considerando os resultados de razão gás-óleo mostrados na Tabela 4-1, optou-se por algumas vazões de referência para o CO₂ (5.000, 10.000 e 20.000 m³/d). Vale salientar que um estudo de análise econômica deve ser feito para validar qual seria a melhor vazão de injeção de CO₂.

A Figura 4-6 ilustra em imagens 3D como ocorre a variação da saturação do gás injetado no reservatório. Percebe-se que o gás ao ser injetado, move-se preferencialmente para o topo do reservatório, esse fato é devido à baixa de densidade do gás quando comparado a densidade dos outros fluidos do reservatório (água e óleo). Nota-se que o CO₂ vai se acumulando no topo do reservatório e chegando lá, passa a agir como fluido deslocante ao mover o óleo das regiões mais altas para as regiões mais baixas do reservatório, onde se localizam os poços produtores.

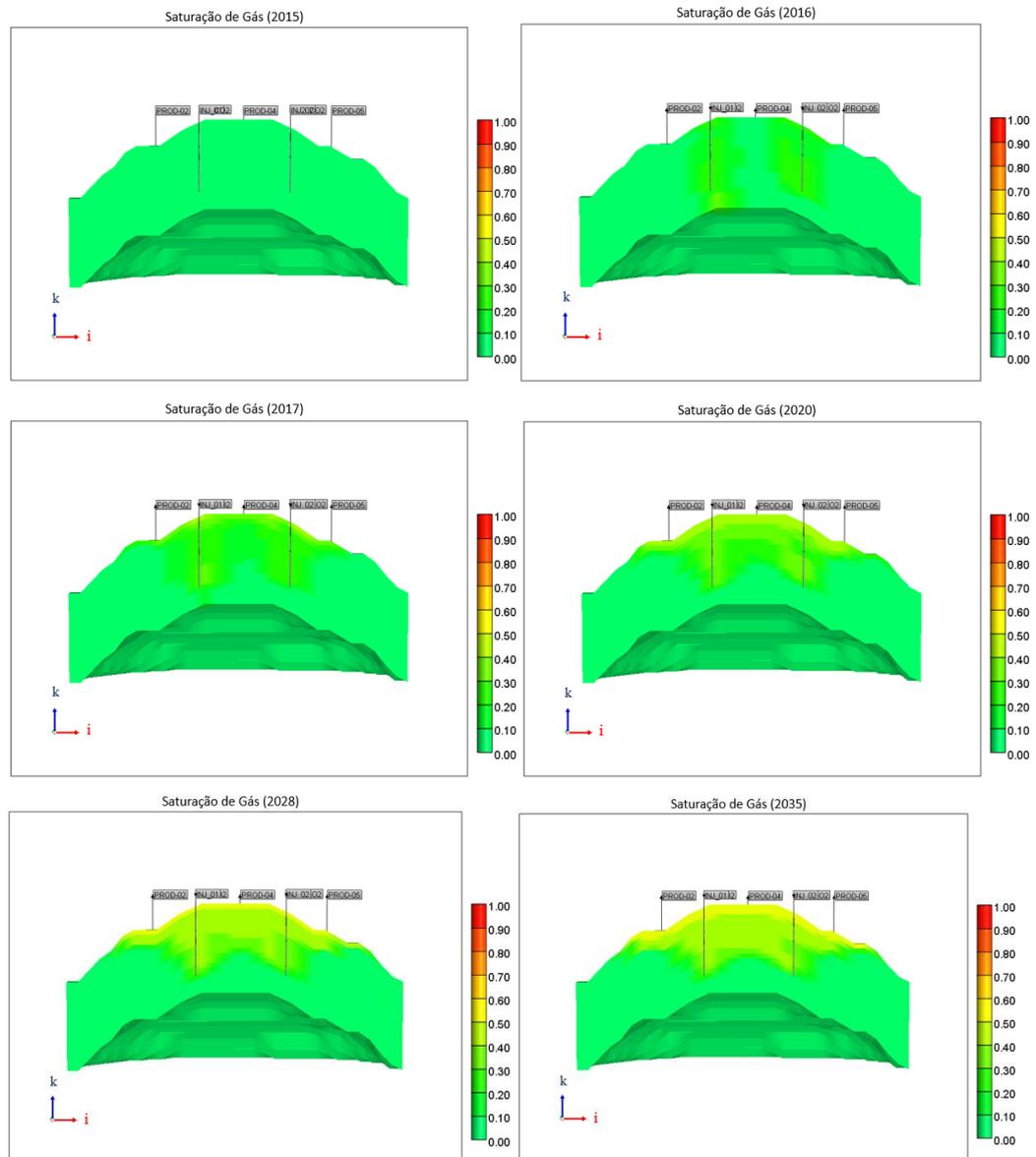


Figura 4-6 Gráficos 3D para variação da saturação de gás no decorrer dos anos.

4.3 Comparativo entre a Injeção de Água ou CO₂

Foi realizado um comparativo entre algumas vazões de injeção de água e CO₂, de modo a elucidar qual dos modelos de injeção é o melhor do ponto de vista produtivo. A partir dos resultados observados anteriormente, e relacionando as vazões de injeção dos fluidos (água e CO₂) com o volume de óleo produzido, foram escolhidas algumas vazões de referência para ambos os fluidos. Na Figura 4-7, observa-se o Fator de Recuperação (FR) para as vazões de água (250, 500 e 750 m³/d) e vazões de CO₂ (5.000, 10.000 e 20.000 m³/d).

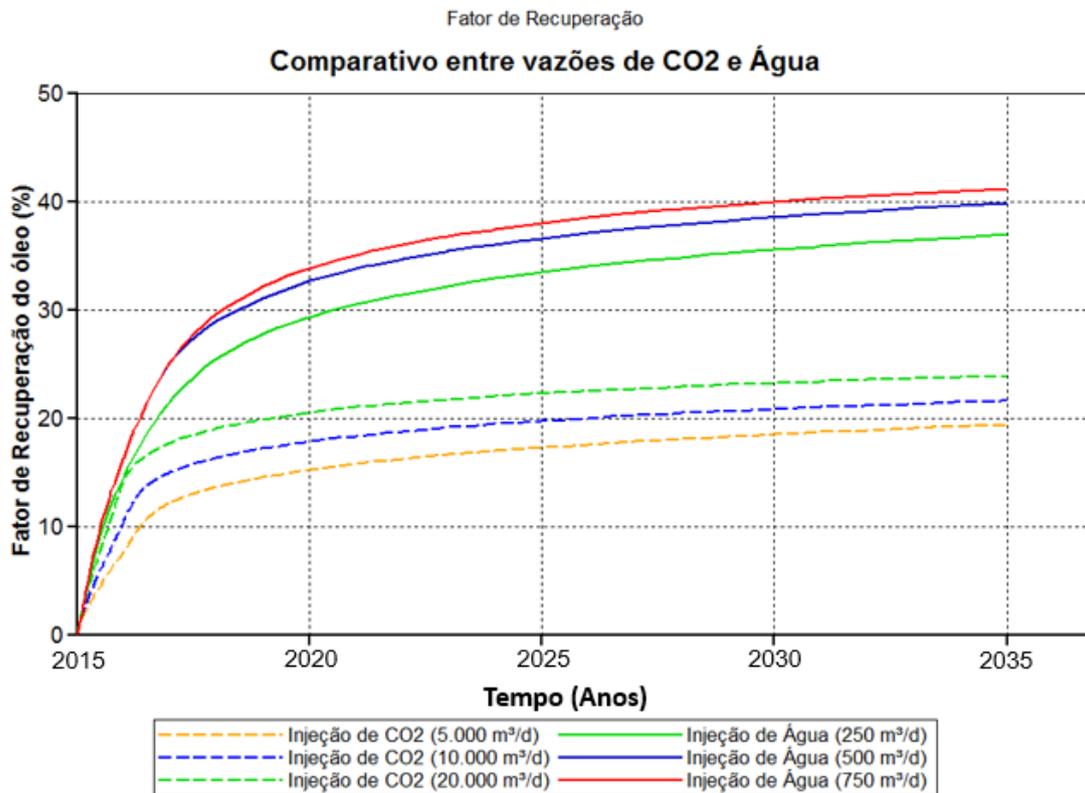


Figura 4-7 Comparativo entre vazões de injeção de Água e CO₂.

De acordo com o comparativo mostrado na Figura 4-7, observa-se que o fator de recuperação é mais acentuado para vazões de injeção de água. E nota-se ainda que, para ambos os fluidos, o aumento do fator de recuperação está relacionado diretamente como o aumento do volume de fluido injetado.

Percebe-se que os fluidos injetados no reservatório (água e CO₂) interagem de forma distintas entre si, e esse fato pode ser notado pela quantidade recuperada de óleo. Com o intuito de visualizar o efeito da injeção de ambos os fluidos no reservatório, ilustra-se, na Figura 4-8, o comportamento da saturação de óleo frente à ambos os fluidos injetados.

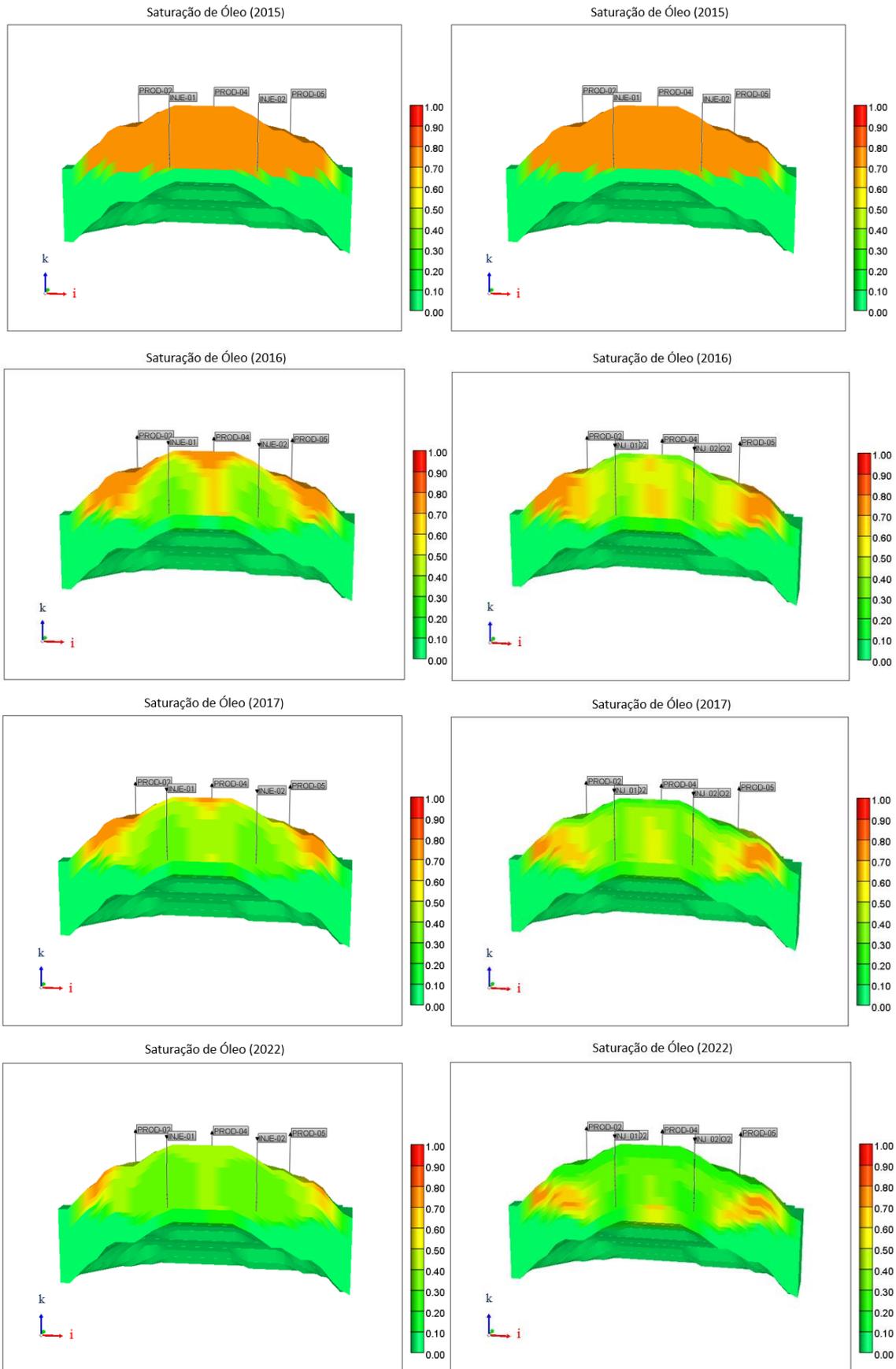


Figura 4-8 Variação da Saturação de óleo para injeção de água à esquerda e injeção de CO₂ à direita.

4.4 Aplicação do método WAG

Nessa seção são mostrados os resultados obtidos a partir das simulações do método WAG aplicadas ao reservatório em estudo. Foram realizadas algumas análises e comparativos, afim de propor um melhor cenário operacional para a implementação do método.

Antes de se analisar o comportamento de algumas variáveis operacionais, procedeu-se uma breve análise para definir qual seria o 1º de banco de fluido injetado no reservatório. Sabe-se que o método em estudo consiste em injeções alternadas de volumes de água e gás no reservatório, e como parte do trabalho, era importante definir qual o fluido a ser injetado primeiro. Essa escolha não pode ser aleatória, pois a atuação desse banco inicial defini o primeiro e maior contato entre o fluido injetado e os fluidos do reservatório. Portanto, procedeu-se essa verificação a partir das vazões teste - 250 m³/d de água e 10.000 m³/d de CO₂ – o intervalo de alternância entre os bancos foi estipulado em um período de 1 (um) ano. O resultado das simulações é mostrado na Figura 4-9.

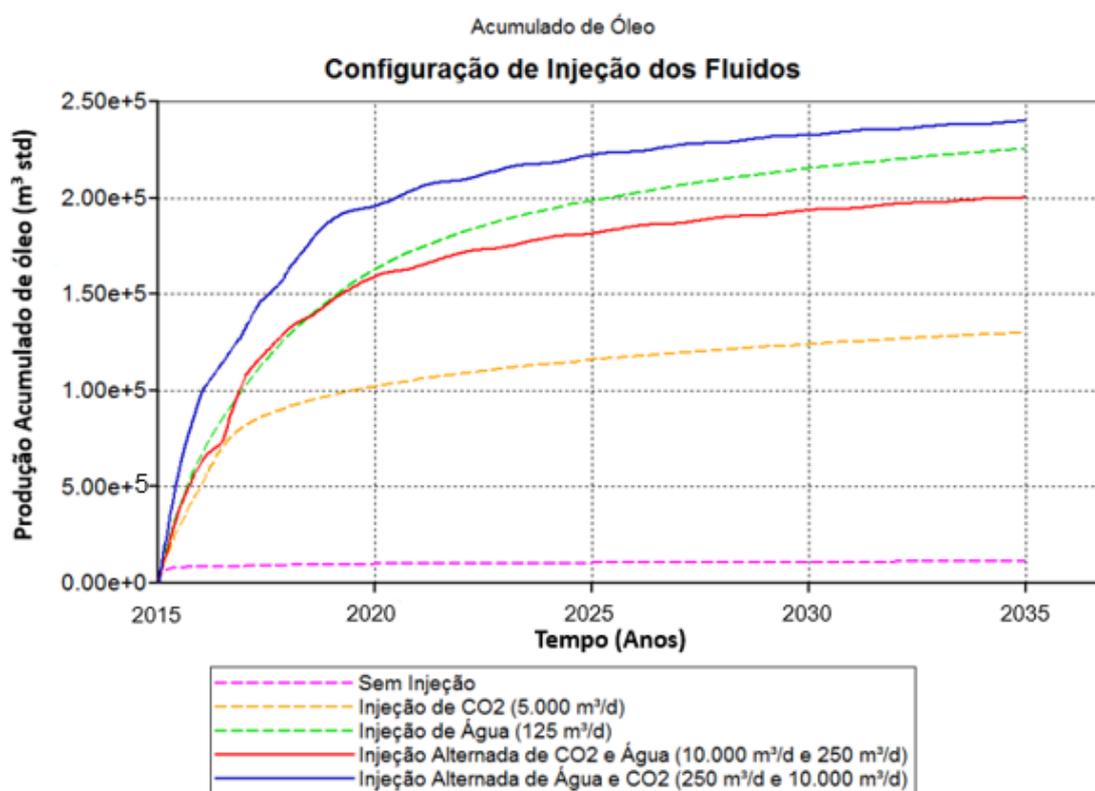


Figura 4-9 Análise do banco inicial injetado.

A Figura 4-9 mostra o volume acumulado de óleo para dois casos distintos – o primeiro caso é quando se injeta inicialmente um banco de CO₂ seguido de um banco de água, prosseguindo a alternância a cada 1 ano de projeto – e o segundo caso é o inverso deste, quando o banco inicial injetado é água seguido de um banco de CO₂. Da análise do gráfico, é preferível a escolha do segundo caso, quando se injeta inicialmente um banco de água, pois o volume de óleo produzido é maior. Este gráfico também mostra as curvas de produção acumulada de óleo para as injeções isoladas de água e de CO₂, e com o intuito de manter o mesmo volume poroso injetado no comparativo entre os métodos, nos modelos de injeção contínua de água e de CO₂, as vazões de injeção dos fluidos foram reduzidas à metade. Procedimento esse que repete nas demais análises desse trabalho.

4.4.1 Análise do tempo de Alternância entre os bancos de Água e CO₂

Esse tópico analisou algumas variáveis que podem interferir diretamente no aumento da produtividade do reservatório.

Como é sabido, o tempo de alternância entre os bancos podem ser definidos previamente, ou então, definidos a partir do monitoramento contínuo das vazões de produção. Neste último caso, a produção acumulada tende a ser maior, pois quando um banco injetado apresentar baixa recuperação de óleo procede-se com a substituição do fluido injetado, o que faz com que a produção de óleo aumente novamente, repetindo o processo sempre quando for necessário. Este trabalho analisou tempos de alternância fixos entre os bancos de água e CO₂ injetados.

A Figura 4-10 mostra um comparativo que contempla os resultados de recuperação de óleo para os tempos de alternância de 1, 2 e 3 anos, além de mostrar casos de injeções isoladas de água e de CO₂.

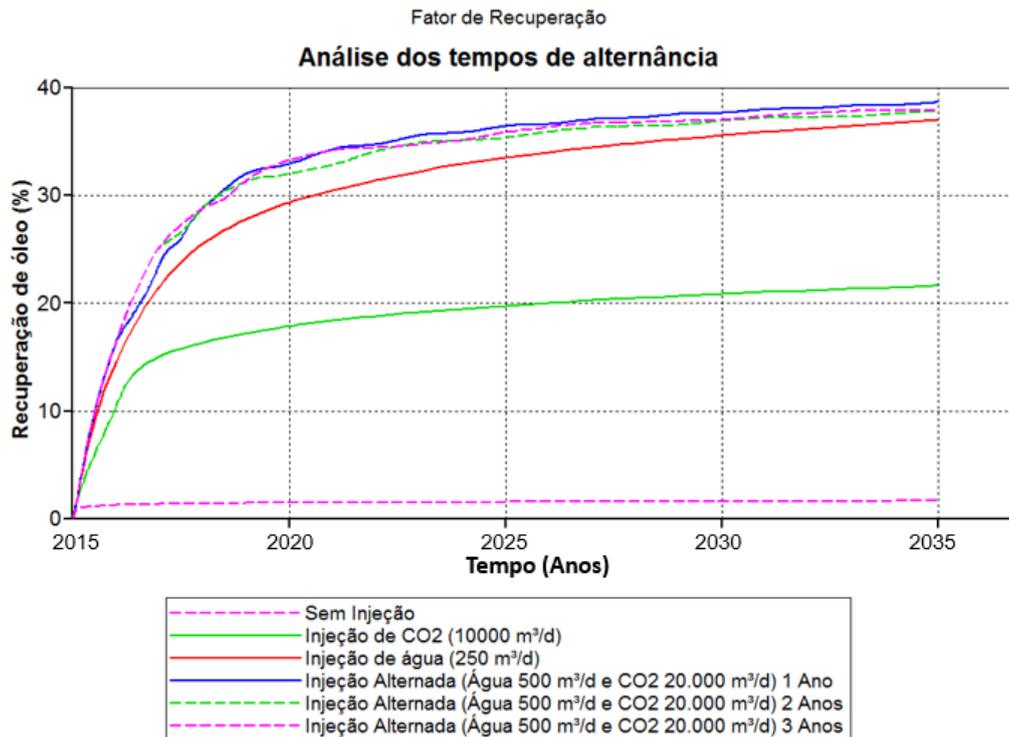


Figura 4-10 Comparativo dos tempos de alternância entre os bancos de fluidos injetados.

A partir da análise da Figura 4-10, conclui-se que o tempo de alternância entre os bancos de 1 ano apresentou maior produção de óleo. E que à medida que se aumenta o intervalo entre os bancos, o fator de recuperação diminui. Dessa forma, para as simulações seguintes, optou-se pela manutenção do tempo de alternância de 1 ano. Ainda da Figura 4-10 nota-se que o modelo de injeção de água (curva em vermelho) produz uma recuperação de óleo próxima à dos modelos de injeção alternada.

4.4.2 Análise das Vazões de Injeção para o método WAG

Nessa seção foram estudadas as diferentes vazões de injeção dos fluidos (água e CO₂) no reservatório, a fim de determinar as vazões que proporcionaram as maiores produções de óleo.

Antes de dar início às análises propostas, vale salientar que as profundidades de injeção, para ambos os fluidos (água e gás), estão localizados na base da zona de óleo do reservatório. Essa escolha foi devida às melhores respostas de N_p observadas quando as completões, para a injeção de ambos os fluidos, se localizavam nessa região do reservatório. Foi observado que a segregação gravitacional do CO₂ não interfere negativamente na produção do óleo.

Com a finalidade de analisar o comportamento produtivo do reservatório foram feitas algumas simulações para diferentes vazões de injeção tanto para a água como para o CO₂. A partir dos resultados obtidos em etapas anteriores, quando se injetou cada fluido isoladamente no reservatório, foram selecionadas algumas vazões de referência. As vazões de referência selecionadas para a água foram de 250, 500 e 750 m³/d, enquanto que para o CO₂ foram de 2.500, 5.000, 10.000 e 20.000 m³/d.

A fim de abranger uma gama maior de possibilidades, foram analisadas uma combinação de vazões tanto inferiores como superiores às vazões de referência. A Tabela 4-2 mostra os resultados da recuperação de óleo ao longo dos anos de projeto.

Tabela 4-2 Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção (Método WAG).

Casos	Vazão de água (m ³ /d)	Vazão de CO ₂ (m ³ /d)	Fator de Recuperação (%)				NP (m ³)	
			5 anos	10 anos	15 anos	20 anos	10 anos	20 anos
Caso 1	125	1250	20,71	27,11	29,56	31,15	181487	208532
Caso 2		2500	21,56	28,03	30,23	31,74	187633	212449
Caso 3		5000	22,98	28,88	30,85	32,22	193310	215660
Caso 4		10000	24,04	29,72	31,43	32,64	198918	218497
Caso 5	250	1250	26,93	30,99	33,17	34,55	207496	231274
Caso 6		2500	27,48	31,54	33,51	34,88	211133	233474
Caso 7		5000	28,38	32,34	34,07	35,36	216490	236716
Caso 8		10000	29,24	33,2	34,71	35,85	219728	240020
Caso 9		20000	30,34	34,08	35,34	36,29	228181	242891
Caso 10	500	2500	30,59	34,31	36,45	37,68	229666	252235
Caso 11		5000	31,29	34,86	36,70	37,93	233361	253938
Caso 12		10000	32,14	35,67	37,22	38,33	238797	256571
Caso 13		20000	32,97	36,44	37,68	38,64	243938	258673
Caso 14		40000	33,9	37,18	38,24	39,07	248908	261566
Caso 15	750	1250	29,24	33,21	35,02	36,35	222259	243299
Caso 16		2500	31,65	35,61	37,83	39,09	222703	244920
Caso 17		5000	32,33	36,14	38,11	39,30	226920	247159
Caso 18		10000	33,59	37,08	38,67	39,75	232473	249972
Caso 19		20000	34,44	37,78	39,02	39,98	252898	267630
Caso 20	1000	5000	32,92	36,99	39,04	40,23	247644	269302
Caso 21		10000	34,2	37,87	39,53	40,61	253474	271854
Caso 22		20000	35,23	38,6	39,89	40,85	258379	273464
Caso 23		40000	36,12	39,26	40,23	41,18	262823	275713
Caso 24	1500	5000	33,12	37,49	39,76	40,85	251045	273464
Caso 25		10000	34,56	38,51	40,32	41,34	257765	277837
Caso 26		20000	35,89	39,26	40,87	41,51	262846	280166
Caso 27		40000	36,95	40,19	41,23	41,86	269050	282648

Após uma análise da Tabela 4-2, percebeu-se que o aumento das vazões de injeção, para os dois fluidos (água e CO₂), não incrementaram muito a recuperação do óleo. Fazendo um comparativo entre os casos 18 e 19, onde a vazão de água é de 750 m³/d e havendo um incremento na vazão de injeção do CO₂ de 10.000 para 20.000 m³/d, e após 20 anos de projeto, notou-se que o aumento na recuperação de óleo foi de apenas 0,23%. Contudo, esse fenômeno não foi apenas observado nas vazões mais elevadas. Observando os casos 2 e 3, onde a vazão de água é de 125 m³/d e houve um aumento na vazão de injeção do CO₂ de 2.500 para 5.000 m³/d, para os mesmos 20 anos de projeto, percebeu-se que o aumento do fator de recuperação também foi baixo, menos que 0,50%.

Contudo, percebeu-se que para todos os casos, a recuperação de óleo diminuiu acentuadamente a partir do décimo ano de projeto. O incremento na recuperação de óleo do décimo ao vigésimo ano, varia de um máximo de 4,04% para o caso 1, a um mínimo de 1,67% para o caso 27. Dessa maneira, a manutenção do projeto além de 10 anos pode não ser viável economicamente. Portanto, sugere-se um tempo de projeto abaixo de 10 anos.

Fazendo uma análise sistemática dos dados da Tabela 4-2, e analisando o caso 13 – vazão de injeção de água de 500 m³/d e vazão de injeção de CO₂ de 20.000 m³/d – observa-se que a recuperação de óleo é de 38,64% o que equivale a 258.673 m³ std de óleo produzido. Em 10 anos de projeto, comparando o caso 13 com os casos extremos de recuperação de óleo, observa-se que o caso 13 supera o caso 1 em 9,33%, e está abaixo do caso 27 em apenas 3,75%.

A Figura 4-11, mostra o gráfico da produção acumulada de óleo para os casos de injeção de água, injeção de CO₂, injeção alternada de água e CO₂ e para o modelo sem injeção.

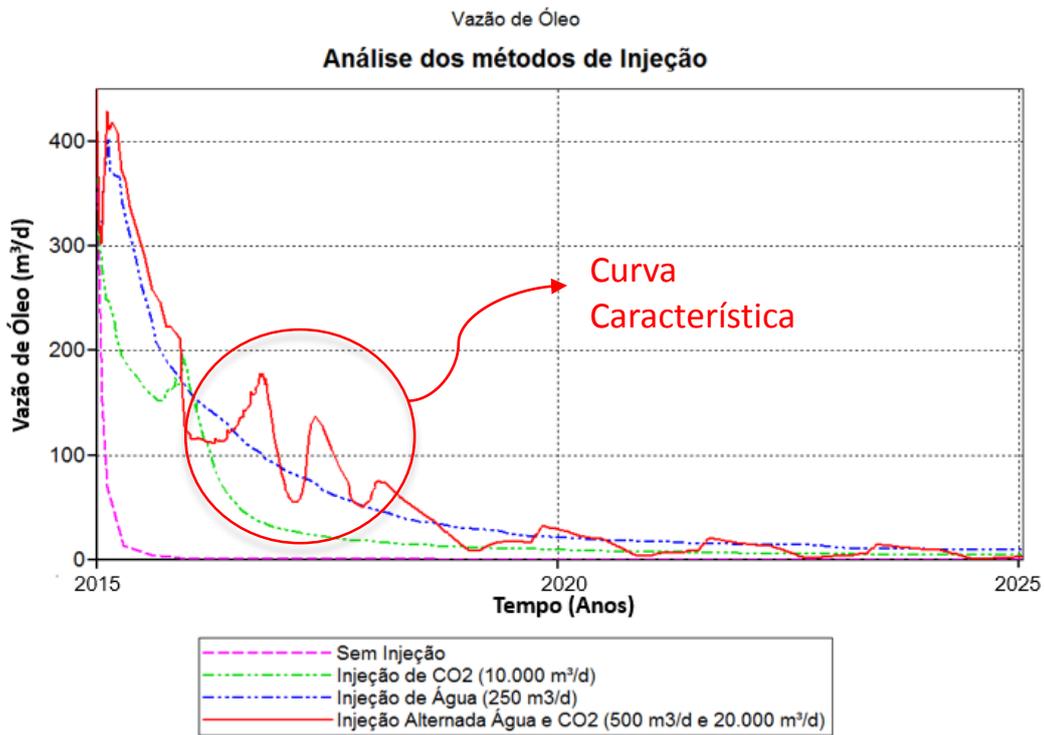


Figura 4-11 Vazão de óleo.

Percebe-se que a vazão de óleo cai rapidamente nos primeiros anos de produção. E que depois de 5 anos de projeto, a vazão de produção é mínima. Nota-se ainda que o modelo de injeção alternada apresenta uma curva de queda característica – com altos e baixos – devido à alternância entre os bancos de fluidos injetados.

Fez-se um comparativo da quantidade de óleo recuperado entre os diferentes métodos de recuperação de petróleo avaliados nesse trabalho – método de recuperação com CO₂, método de recuperação com Água, e método de recuperação WAG. O comparativo é mostrado na Figura 4-12.

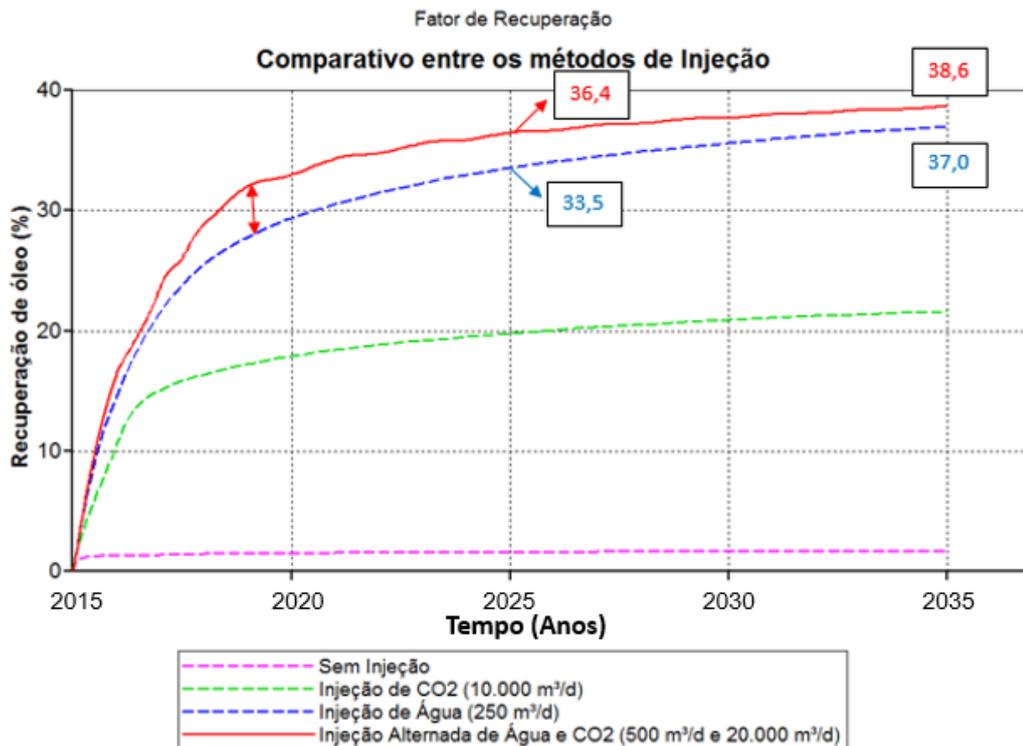


Figura 4-12 Recuperação de óleo para diferentes métodos.

A Figura 4-12 mostra que a maior quantidade de óleo recuperado é alcançada quando se utiliza o método de injeção alternada de água e CO₂, porém o método de recuperação utilizando apenas a injeção de água se aproximou bastante do método WAG, principalmente nos anos iniciais e finais. Em 20 anos de projeto, a recuperação de óleo utilizando o método de injeção de água e o método WAG foram respectivamente de 37,0% e 38,6%, nota-se que houve uma diferença de FR de apenas 1,6% entre ambos os métodos. Entretanto, em 10 anos de projeto essa diferença foi um pouco maior (2,9%). A maior diferença do FR encontrada ocorreu em 4 anos de projeto (4,2%), onde os métodos de injeção de água e WAG provocaram uma recuperação de óleo de 27,8% e 32%, respectivamente.

Em decorrência da proximidade dos resultados entre os métodos de injeção de água e WAG, seria necessário um estudo de análise econômica para determinar qual dos métodos é viável economicamente, e também determinar as configurações operacionais mais favoráveis.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Essa seção é destinada as principais conclusões obtidas a partir das simulações feitas no presente trabalho. Também foram expostas algumas recomendações indicadas aos trabalhos posteriores.

5.1 Considerações Finais

- Observou-se que a injeção de água transmite um maior efeito na recuperação de óleo quando comparado com a injeção de CO₂, a diferença chega a 18% a mais de óleo recuperação.
- Para o reservatório em estudo, o modelo WAG apresentou um máximo de recuperação de 41,86%, em 20 anos de projeto. Porém esse caso não representa um possível candidato à implementação, pois necessita-se de elevadas vazões de injeção tanto de água como de CO₂.
- Observou-se que todos os parâmetros analisados obtiveram certo grau de relevância no aumento da produtividade, foram eles: tipo de fluido injetado, profundidade de completação dos poços (Injetores e Produtores), vazão de injeção, tempo de alternância entre os bancos de fluidos injetados. Para o método WAG, a vazão de injeção dos fluidos foi o parâmetro que mais afetou positivamente o percentual de óleo recuperado.
- Em relação a localização dos poços (Produtores e Injetores), verificou-se que a recuperação de óleo é otimizada quando os poços injetores estão posicionados próximo a zona de água e os poços produtores são posicionados próximo ao topo do reservatório. Foi visto que quanto maior a distância de separação entre esses poços, maior é o tempo de ocorrência do *breakthrough*.
- Relacionado os volumes de fluidos injetados para o método WAG com suas respectivas recuperações de óleo para os casos analisados, verificou-se que o cenário 13 resultou em uma boa recuperação de óleo, atingido um máximo de 38,64%.

- Foi observado que o tempo de projeto pode ser reajustado para tempos menores que 10 anos, sem grandes perdas no percentual de óleo recuperado.

5.2 Recomendações

- Recomenda-se fazer uma análise econômica e ambiental para verificar se a aplicação do método WAG, sob as condições operacionais propostas, é viável tanto economicamente como ambientalmente.
- Verificar se com o aumento da pressão de injeção do CO₂ pode-se aumentar a miscibilidade entre esse gás e o óleo do reservatório, sem contudo provocar danos à formação (fraturamento).
- Verificar a influência da zona de água na produtividade do método WAG. Pode-se injetar o banco de água diretamente no aquífero e analisar o comportamento produtivo do reservatório frente à essa situação.
- Analisar outros tipos de malhas de produção.

6 REFERÊNCIAS

AMARNATH, A. *Enhanced oil recovery scoping study*. In Amarnath, 1991.

BACHU, S.; CELIA, M. *Assessing the potential for CO₂ leakage, particularly through wells, from CO₂ storage sites*. AGU Monograph, 2007.

BAUTISTA, E. V. *Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD)*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012. Natal-RN.

CRISTESEN, J.; STENDY, E.; SKAUGE, A. *Composition and relative permeability hysteresis effects on near miscible WAG*. Society of Petroleum Engineers, April 1998. SPE 39627.

COTIA, D. M. R. *Análise da Recuperação Avançada de óleo através da injeção de CO₂ Alternado com água sob incerteza Geológica*. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica. 2012, Rio de Janeiro.

GARCIA, C. S. N. *Injeção de CO₂ em Reservatório de óleos leves com características do Nordeste Brasileiro*. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. *Enhanced Oil Recovery*. Richardson: SPE Textbook Series, 1998. P 545. Vol. 8.

MATTE, A. C. *Métodos Especiais de recuperação Avançada de petróleo utilizando injeção de dióxido de carbono e seus processos derivados*. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2011, Rio de Janeiro-RJ.

MACHADO, C. G. *Histerese nas Curvas de Permeabilidade relativa trifásica em Carbonatos usando tomografia computadorizada de raios-x*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. 2013. Campinas.

MORITIS, G. *EOR Increases 24% Worldwide; Claims 10% U.S. Production*. Oil & Gas Journal. P. 90, 1992.

MUNGAN, N. *An evaluation of carbon dioxide flooding*. Society of Petroleum Engineers, 1991. Long Beach, California.

NAVEIRO, J. T. *Presença de CO₂ em projetos de desenvolvimento de petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso*. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. 2012, Rio de Janeiro.

PINTO, T. A. – *Estudo Paramétrico da Recuperação de Óleo no processo de drenagem Gravitacional com Injeção de CO₂*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009. Natal-RN.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SKAUGE, A.; DALE E. I. *Process in immiscible WAG modelling*. Society of Petroleum Engineers, Outubro, 2007. SPE 111435.

TERRY, R. E. *Enhanced oil recovery*. Encyclopedia of Physical Science and Technology. 2003.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VIGLIANO, R. *Reinjeção do CO₂ vai aumentar o fator de recuperação do pré-sal*. Revista Brasil Energia. 30(370): 58-59. Setembro, 2011