



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO₂ (WAG) EM
RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE**

YURI DAVID SILVA DOS SANTOS

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Natal/RN, dezembro de 2015

**ANÁLISE DA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO₂ (WAG) EM
RESERVATÓRIOS DE ÓLEO LEVE**

YURI DAVID SILVA DOS SANTOS

Natal/RN, dezembro de 2015

YURI DAVID SILVA DOS SANTOS

Análise da injeção alternada de água e CO₂ (WAG) em reservatórios de óleo leve.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Orientador – UFRN

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

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

SANTOS, Yuri David Silva dos – Análise da injeção alternada de água e CO₂ (WAG) em reservatórios de óleo leve. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

RESUMO

Com a descoberta das maiores reservas de petróleo e gás natural da história do nosso país na região do pré-sal, o desenvolvimento de pesquisas que possam prever o comportamento dessas reservas e fornecer um estudo de viabilidade econômica e operacional têm se tornado essencial. Os reservatórios do pré-sal estão localizados abaixo de uma ampla camada de sal que atingem em alguns locais, espessuras de até 2000m, suas profundidades variam de 1000 a 2000m de lâmina d'água e de 4000 a 6000m de subsuperfície. Com o objetivo principal de analisar a injeção alternada de água e CO₂ (WAG) como método de recuperação especial em um reservatório com características típicas do pré-sal brasileiro, foi realizado neste trabalho um estudo numérico do método proposto. Para tal, foi estudada a influência de alguns parâmetros desse método na recuperação de óleo, além de realizada uma análise comparativa entre o método WAG e a injeção contínua de água. O modelo físico utilizado corresponde a um reservatório homogêneo, com 12% de porosidade, permeabilidade horizontal de 550 mD e a vertical 1% da horizontal, temperatura inicial de 201°F, profundidade do topo 5311m e pressão de referência no topo de 8904 psi. As simulações foram realizadas no GEM (“Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator”) da CMG (“Computer Modelling Group”), versões 2013.10 e 2014.10. Os resultados obtidos comprovaram a eficiência, em termos de recuperação de óleo, do método proposto sobre a injeção contínua de água. A melhor resposta do método WAG obteve um fator de recuperação de aproximadamente 77%.

Palavras-Chaves: Reservatórios do pré-sal, WAG, recuperação especial, simulação numérica, GEM, CMG.

SANTOS, Yuri David Silva dos – Análise da injeção alternada de água e CO₂ (WAG) em reservatórios de óleo leve. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

ABSTRACT

With the discovery of the largest oil and natural gas reserves in the history of our country in the pre-salt region, the development of research that can predict the comportment of these reserves and that provide an economic and operational viability study have become essential. The pre-salt reservoirs are located under a large layer of salt which can reach up to 2000 meters. Their depths range from 1000 to 2000 meters of water blade and from 4000 to 6000 meters of sub superficie. In order to analyze the Water Alternating Gas-CO₂ (WAG-CO₂) as especial oil recovery method (EOR) in a reservoir with characteristics typical from brazilian pre-salt, it was made a numerical study of the proposed method by this work. So it was studied the influence of some parameters from this method for the oil recovery and was realized a comparative analyze between WAG-CO₂ and waterflooding. The physical model studied is a homogeneous reservoir, with 12% from porosity, horizontal permeability of 550 mD and vertical permeability of 5,5 mD, initial temperature of 201 °F, 5311 meters of top depth and pressure of 8904 psi. The simulations were realized in the GEM (“Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator”) from CMG (“Computer Modelling Group”), versions 2013.10 and 2014.10. The results confirm the efficiency, in terms of oil recovery, the proposed method for the continuous water injection. The best response obtained by WAG method had a recovery factor of approximately 77%.

Key words: Pre-salt reservoirs, WAG, especial oil recovery, numerical simulation, GEM, CMG.

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Adrielle Costa e Silva e Joab dos Santos Costa, por todo carinho, apoio e dedicação.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por me dar força e esperança nos momentos mais difíceis, e pelas bênçãos fornecidas constantemente na minha vida e da minha família.

Aos meus pais, Adrielle Costa e Silva e Joab dos Santos Costa, e meu irmão, Igor, por todo amor, carinho, dedicação e confiança.

Aos meus queridos avôs e avós, Francisco José da Silva, Djalma Bernardo Costa, Maria Madalena Costa e Silva e Lucimar dos Santos Costa, por todos os ensinamentos, carinho e dedicação.

Aos meus tios, Allyson, Samir e Aylzemara, por todo o apoio e amizade.

Ao meu orientador, Professor Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão, que tanto contribuiu para a minha formação acadêmica, através de seus ensinamentos em sala de aula. Agradeço também, por toda a confiança depositada em mim, pela oportunidade ímpar de me orientar nos últimos dois anos, e principalmente, pela paciência e disponibilidade, sempre me recebendo e me aconselhando.

Ao Professor Marcos Allyson Felipe Rodrigues, pelos conselhos e ensinamentos transmitidos durante a realização deste trabalho, e por toda a paciência e prontidão que sempre apresentou ao receber a mim e aos meus colegas.

À Professora Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela enorme contribuição prestada a este trabalho, por toda ajuda e conhecimentos transmitidos. Agradeço também por sempre se mostrar paciente e disposta a me ajudar durante a realização deste trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) por todo apoio financeiro e pelas incríveis oportunidades

fornecidas por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP 43.

A todos os docentes que compõem o Departamento de Engenharia de Petróleo pela dedicação, paciência, conselhos e incríveis ensinamentos fornecidos a mim e aos meus colegas ao longo de nossa jornada acadêmica.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) pela excelência no ensino oferecido, e por todas as oportunidades que a mim foram concedidas.

E a todos os meus amigos, que sempre estão comigo, me dando apoio e força em todos os momentos da minha vida.

Tenham certeza que todos vocês, familiares, professores, colegas e amigos, contribuíram de alguma forma para que eu pudesse chegar até aqui e tornar possível à realização deste meu sonho. Muito obrigado a todos!

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	ASPECTOS TEÓRICOS	17
2.1	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO	18
2.1.1	<i>Recuperação Primária de Petróleo</i>	18
2.1.2	<i>Recuperação Avançada de Petróleo – Improved Oil Recovery (IOR)</i>	19
2.1.2.1	Métodos Convencionais de Recuperação de Petróleo.....	20
2.1.3	<i>Injeção de Água</i>	23
2.2	MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO (EOR)	25
2.2.1	<i>Crterios para escolha do Método Especial de Recuperação de Petróleo</i> 27	
2.2.2	<i>Métodos Miscíveis</i>	29
2.2.2.1	<i>Injeção Miscível de CO₂</i>	29
2.3	<i>WAG (WATER ALTERNATING GAS)</i>	31
2.4	RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO	35
2.5	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS.....	38
2.5.1	<i>Simulação através do Modelo Black Oil</i>	38
2.5.2	<i>Simulação Composicional de Reservatórios</i>	39
3	MATERIAIS E MÉTODOS	40
3.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	41
3.1.1	<i>Módulo WINPROP</i>	41
3.1.2	<i>Módulo BUILDER</i>	41
3.1.3	<i>Módulo GEM</i>	42
3.1.4	<i>Módulos RESULTS GRAPH e RESULTS 3D</i>	42
3.2	MODELAGEM DO RESERVATÓRIO.....	42
3.2.1	<i>Modelo Físico do Reservatório</i>	43
3.2.2	<i>Propriedades da Rocha-reservatório</i>	45
3.2.3	<i>Modelo de Fluido do Reservatório</i>	46
3.2.3.1	Composição do Fluido.....	47
3.2.3.2	Viscosidade do Fluido	48
3.2.3.3	Diagrama de Fases	51
3.2.3.4	Curvas de Permeabilidades Relativas.....	52
3.2.4	<i>Descrição das Condições Operacionais</i>	54
3.3	METODOLOGIA DE TRABALHO.....	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	58
4.1	RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA	59
4.2	INJEÇÃO DE ÁGUA	62
4.2.1	<i>Determinação das vazões de injeção</i>	62

4.2.2	<i>Análise da completação do poço injetor de água</i>	63
4.2.3	<i>Análise da vazão de injeção de água</i>	65
4.3	INJEÇÃO MISCÍVEL DE CO ₂	67
4.3.1	<i>Determinação das vazões de injeção de CO₂</i>	67
4.3.2	<i>Análise da completação do poço injetor de CO₂</i>	70
4.3.3	<i>Análise da vazão de injeção de CO₂</i>	71
4.4	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS INJEÇÕES DE ÁGUA E CO ₂	72
4.5	INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO ₂ – WAG	78
4.5.1	<i>Análise da sequência de injeção dos fluidos</i>	78
4.5.2	<i>Análise da completação dos poços injetores de água e CO₂</i>	79
4.5.3	<i>Análise do tamanho dos ciclos de injeção</i>	81
4.5.4	<i>Análise das vazões de injeção de água e CO₂</i>	83
4.6	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O WAG-CO ₂ E A INJEÇÃO DE ÁGUA	85
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	90
5.1	CONCLUSÕES	91
5.2	RECOMENDAÇÕES	93
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1: ESQUEMA DE INJEÇÃO DE ÁGUA, EFEITO PISTÃO.	24
FIGURA 2.2: MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO ESPECIAL.....	26
FIGURA 2.3: ESQUEMA DE INJEÇÃO DE CO ₂	31
FIGURA 2.4: ESQUEMA DE INJEÇÃO DO MÉTODO WAG-CO ₂	32
FIGURA 2.5: ZONA NÃO VARRIDA DE ÓLEO NA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E CO ₂	34
FIGURA 2.6: LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DO PRÉ-SAL BRASILEIRO.....	36
FIGURA 2.7: REPRESENTAÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DA CAMADA DO PRÉ-SAL.....	37
FIGURA 3.1: REPRESENTAÇÃO DE UMA CONFIGURAÇÃO DE POÇOS PADRÃO FIVE-SPOT INVERTIDO, ESQUEMA UTILIZADO NO PRESENTE TRABALHO.	44
FIGURA 3.2: REPRESENTAÇÃO 3D DO RESERVATÓRIO ESTUDADO.....	45
FIGURA 3.3: CURVA DE AJUSTE DA DENSIDADE DO ÓLEO DO MODELO DE FLUIDO ESTUDADO.	49
FIGURA 3.4: CURVA DE AJUSTE DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE E DO FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO DO MODELO DE FLUIDO ESTUDADO.	50
FIGURA 3.5: CURVA DE AJUSTE DA VISCOSIDADE DO MODELO DE FLUIDO ESTUDADO.	51
FIGURA 3.6: DIAGRAMAS DE FASES DOS FLUIDOS AGRUPADOS E NÃO AGRUPADOS.	52
FIGURA 3.7: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DO SISTEMA ÁGUA – ÓLEO.	53
FIGURA 3.8: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DO SISTEMA LÍQUIDO – GÁS.	54
FIGURA 3.9: REPRESENTAÇÃO DOS ESQUEMAS DE COMPLETAÇÃO ADOTADOS NOS POÇOS INJETORES NOS PROCESSOS SIMULADOS.	56
FIGURA 4.1: VISTAS 3D E IK DO RESERVATÓRIO DURANTE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA.	60
FIGURA 4.2: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO ATRAVÉS DA RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA.	61
FIGURA 4.3: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO VOLUME POROSO INJETADO.	63
FIGURA 4.4: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO DURANTE INJEÇÃO DE ÁGUA PARA DIFERENTES COMPLETAÇÕES.....	64
FIGURA 4.5: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO DE ÁGUA.	66
FIGURA 4.6: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO VOLUME POROSO INJETADO.....	68
FIGURA 4.7: VAZÕES DE INJEÇÃO DE CO ₂ NAS CONDIÇÕES DE RESERVATÓRIO AO LONGO DO TEMPO DE PROJETO.	69
FIGURA 4.8: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA AS DIFERENTES COMPLETAÇÕES ADOTADA.	70
FIGURA 4.9: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA AS DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO DE CO ₂	72

FIGURA 4.10: VAZÕES DE PRODUÇÃO DE ÓLEO NAS CONDIÇÕES DE RESERVATÓRIO PARA A INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO ₂ E INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA.....	73
FIGURA 4.11: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA E CO ₂ INJETADOS SEPARADAMENTE.....	74
FIGURA 4.12: SATURAÇÃO DE ÁGUA NO RESERVATÓRIO PARA CINCO DIFERENTES TEMPOS DE INJEÇÃO DE ÁGUA.....	76
FIGURA 4.13: SATURAÇÃO DE GÁS NO RESERVATÓRIO PARA CINCO DIFERENTES TEMPOS DE INJEÇÃO DE CO ₂	77
FIGURA 4.14: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES ORDENS DE INJEÇÃO..	79
FIGURA 4.15: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES ESQUEMAS DE COMPLETAÇÃO DOS POÇOS INJETORES.....	81
FIGURA 4.16: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES TAMANHOS DE CICLOS DE INJEÇÃO.....	83
FIGURA 4.17: FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO..	84
FIGURA 4.18: ANÁLISE COMPARATIVA DA VAZÃO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO NAS CONDIÇÕES STANDARD ENTRE O WAG-CO ₂ E A INJEÇÃO DE ÁGUA.....	86
FIGURA 4.19: ANÁLISE COMPARATIVA DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO ENTRE O WAG-CO ₂ E A INJEÇÃO DE ÁGUA.....	87
FIGURA 4.20: VAZÃO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO PARA OS MELHORES CASOS DO PROCESSO WAG-CO ₂ E DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA.....	88

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1: CRITÉRIOS DE ESCOLHA DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO ESPECIAL.	28
TABELA 3.1: CARACTERÍSTICAS DO MODELO FÍSICO ADOTADO.....	43
TABELA 3.2: PROPRIEDADES DA ROCHA-RESERVATÓRIO ESTUDADA.....	46
TABELA 3.3: COMPOSIÇÃO DO ÓLEO ANALISADO.....	47
TABELA 3.4: COMPOSIÇÃO DOS PSEUDO COMPONENTES DO ÓLEO ANALISADO.	48
TABELA 3.5: CONDIÇÕES OPERACIONAIS DOS POÇOS INJETORES E PRODUTOR ADOTADAS NOS PROCESSOS SIMULADOS.....	55

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

De acordo com dados fornecidos pelo site da PETROBRAS (2015), a maioria das nossas reservas de petróleo está em campos marítimos, e nossa produção é principalmente proveniente da região do pré-sal. Isso tem gerado o desenvolvimento de novas tecnologias de perfuração que nos permite atingir profundidades cada vez maiores. Em terra, nosso país também tem uma grande produção, situada principalmente nas regiões Norte e Nordeste e, em menor porte, no Sudeste. A Petrobras espera alcançar uma produção total de óleo e gás (Brasil e internacional) de 3,7 milhões de boe/d em 2020, ano no qual a empresa estima que o pré-sal representará mais de 50% da produção total de óleo.

Sabe-se que a camada pré-sal representa a maior descoberta de petróleo e gás natural da história do nosso país. Localizado entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, e englobando as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, esse conjunto de campos petrolíferos possui profundidades que variam de 1.000 a 2.000 metros de lâmina d'água e entre 4.000 e 6.000 metros de profundidade na subsuperfície, considerando uma camada de sal que pode variar de 200 a 2.000 metros (PETROBRAS, 2014).

Nesses campos, foram localizados grandes volumes de óleo leve com densidade em torno de 28° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. Entretanto, no pré-sal existem alguns desafios que devem ser rapidamente superados, uma vez que afetam principalmente a produção desse óleo (PETROBRAS, 2014).

Dentre esses desafios, pode-se destacar o tipo de rocha em que o petróleo está armazenado, as carbonáticas. Constituídas principalmente de carbonato de cálcio e magnésio, esse tipo de rocha possui uma elevada heterogeneidade, o que acarreta na formação de caminhos preferenciais para o óleo, deixando uma elevada saturação de óleo residual. Outro grande problema é que estudos indicam que essas rochas sedimentares do pré-sal podem apresentar um baixo fator de recuperação de óleo quando submetido à injeção de água, o que também estaria relacionado à heterogeneidade dessas rochas. O terceiro desafio é que esse óleo possui uma grande quantidade de CO₂ dissolvido, de forma que se deve determinar qual o

melhor destino para esse gás, dentre as propostas feitas por estudiosos (PETROBRAS, 2014).

Atualmente, o WAG é um dos métodos mais estudados e sugeridos para os reservatórios do pré-sal, uma vez que esse possui elevada capacidade de controlar a molhabilidade dos fluidos e ainda pode ser capaz de alcançar regiões ainda não varridas do reservatório. Isso acarretaria em um maior fator de recuperação de óleo, uma vez que a injeção desses dois fluidos alternadamente conseguiria suprir a deficiência um do outro a partir de suas vantagens obtidas separadamente.

Dado a importância do tema, este trabalho tem o objetivo de analisar os parâmetros operacionais envolvidos na injeção alternada de água e CO₂ (WAG) como método de recuperação especial em um reservatório regular e homogêneo com características semelhantes às encontradas na região do pré-sal brasileiro. Esses parâmetros são: Completação dos poços injetores, ordem dos fluidos injetados, tamanho dos bancos injetados e vazões de injeção.

O presente trabalho é composto de 5 capítulos e as referências bibliográficas. O Capítulo 2, Aspectos Teóricos, apresenta toda a teoria que embasa o tema abordado, como por exemplo: definição e apresentação de métodos de recuperação especial e uma caracterização dos reservatórios do pré-sal.

No Capítulo 3 são apresentadas as ferramentas utilizadas, a modelagem adotada na construção do modelo analisada por este estudo, a metodologia empregada, os processos simulados e os parâmetros que serão analisados. O capítulo 4, por sua vez, traz os resultados e discussões a cerca de todos os processos simulados e estudados. Nele são apresentadas análises de parâmetros operacionais e análises comparativas entre os processos em questão. Por fim, o capítulo 5 traz as conclusões obtidas ao longo das análises realizadas e as principais recomendações para trabalhos futuros.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 Métodos de Recuperação de Petróleo

Devido à crescente demanda por petróleo e gás em todo o mundo, a indústria petrolífera tem realizado cada vez mais pesquisas a fim de se descobrir novas reservas e desenvolver tecnologias que permitam aumentar a recuperação de petróleo.

De acordo com Rosa (2006), os métodos empregados pela indústria na recuperação de petróleo se dividem basicamente em:

- Recuperação primária;
- Recuperação Avançada de Petróleo – *Improved Oil Recovery* (IOR).

2.1.1 Recuperação Primária de Petróleo

As acumulações de petróleo ao serem descobertas, possuem certa quantidade de energia, denominadas de energia primária. Os níveis de energia primária que os reservatórios podem possuir estão diretamente ligados ao seu volume e a natureza dos fluidos existentes na acumulação, assim como nas condições de pressão e temperatura encontradas nos mesmos (Rosa, 2006).

A recuperação primária ocorre quando determinada quantidade de óleo é retirada de um reservatório unicamente devido as suas energias naturais. Contudo, durante o processo de produção há uma dissipação de energia, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas forças resistivas encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços produtores. Essas resistências são devidas as forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O ponto fundamental é que essa dissipação de energia primária causa principalmente um decréscimo da pressão do reservatório, o que conseqüentemente gera uma redução da produtividade do poço.

2.1.2 Recuperação Avançada de Petróleo – *Improved Oil Recovery* (IOR)

Como tentativa de minorar os efeitos da perda de energia primária, são praticadas duas linhas gerais de ação nas acumulações de petróleo: a suplementação dos níveis de energia através de energia secundária, por meio de métodos convencionais; ou a redução das resistências viscosas e/ou capilares, por meio dos métodos especiais (Rosa, 2006).

A recuperação secundária ocorre então quando certa quantidade de óleo adicional é obtida através da suplementação da energia do sistema ou por meios que tendem a tornar essa energia mais eficiente.

Por sua vez, os métodos de recuperação secundária de petróleo são classificados em convencionais ou especiais. Esses métodos têm como objetivos principais o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção. O elevado custo nas etapas de exploração, desenvolvimento e produção, o alto preço do petróleo, e os sucessivos avanços tecnológicos são os principais incentivos à aplicação da recuperação avançada na indústria. A escolha do melhor método durante a elaboração do projeto está relacionada às características da rocha, do reservatório, do fluido e da economicidade do projeto (ROSA, 2006).

Usualmente, os métodos de elevação artificial e de estimulação de poços são confundidos como métodos de recuperação. Isso porque, em alguns casos, não se consegue entender bem suas linhas de atuação. Diferentemente dos métodos de recuperação secundária, os métodos de elevação artificial e de estimulação de poços atuam basicamente no comportamento dos poços produtores, enquanto que os métodos de recuperação secundária atuam no comportamento do reservatório, agindo diretamente na sua energia e nas suas forças capilares e viscosas (ROSA, 2006).

2.1.2.1 Métodos Convencionais de Recuperação de Petróleo

Os métodos convencionais são compostos basicamente pela injeção de água e pela injeção de gás imiscível. Esses métodos atuam a partir da manutenção da pressão da acumulação, através da injeção desses fluidos ainda no início da vida produtiva do reservatório, de forma que se consegue manter em níveis elevados a pressão do mesmo. Assim, consegue-se deslocar o óleo para fora dos poros da rocha reservatório sem que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na mesma, uma vez que o fluido injetado vai ocupando o espaço deixado à medida que o óleo vai sendo expulso (Rosa, 2006).

Similarmente à injeção de água, a injeção de gás como um método convencional deve ser feita com um gás imiscível, como o gás natural de mesma composição da produção ou após ser processado, de forma que ele simplesmente atue como um agente mecânico de deslocamento, sem que haja interação química ou termodinâmica com os fluidos presentes no reservatório.

Durante a elaboração de um projeto de injeção é de fundamental importância analisar a distribuição dos poços de injeção e de produção no campo, as características físicas do meio poroso e dos fluidos lá contidos, a quantidade de poços necessários para tal projeto, a possibilidade de se atingir uma alta produção e, principalmente, a viabilidade econômica.

Com base nisso, pode-se dizer que na fase inicial de um projeto de injeção, pressões e vazões de injeção, estimativas de vazões de produção, volumes de fluidos a serem injetados e produzidos, e quantidades e distribuição dos poços no campo, são aspectos comuns a todos os projetos (Rosa, 2006).

Pensando nisso, a escolha do melhor esquema de injeção altera fortemente as chances de se obter um elevado aumento da produção de um determinado campo. Os esquemas de injeção podem ser classificados em dois grupos, baseados na estrutura do reservatório e na distribuição dos poços:

- Injeção periférica, injeção de topo e injeção na base;

- Injeção em malhas, onde os poços estão distribuídos uniformemente em toda a área do reservatório.

É essencial para o estudo do deslocamento de fluidos imiscíveis o entendimento da mobilidade dos fluidos e da razão de mobilidades entre eles. A mobilidade do fluido analisado (λ_f) é a relação entre a sua permeabilidade efetiva (K_f) e a sua viscosidade (μ_f), nas condições de reservatório.

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \quad (1)$$

A razão de mobilidades, por sua vez, expressa a relação entre a mobilidade do fluido deslocante (λ_D) e a mobilidade do fluido deslocado, ou seja, o óleo (λ_o). Adotando a água como fluido deslocante, por exemplo, tem-se:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} \quad (2)$$

A análise dessas variáveis é importante para se entender a interação entre o fluido deslocado e o deslocante, uma vez que a eficiência de deslocamento depende das tensões interfaciais entre esses fluidos, das propriedades rocha-fluido e do volume de fluido injetado.

Em relação aos valores das vazões e das pressões de injeção, é interessante que se conheça-os, ao menos de forma aproximada, para que se possa manter seu projeto de injeção dentro de uma faixa ótima de operação. Valores muito altos de pressão de injeção podem gerar fraturas na formação, enquanto que também é necessária uma boa injetividade para se obter uma elevada produtividade.

Pode-se avaliar quantitativamente a produção de hidrocarbonetos em um projeto de injeção. Para isso, os seguintes parâmetros são necessários: Eficiência de Varrido Horizontal, Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência de Deslocamento. A partir dessas eficiências, podemos determinar a Eficiência de Recuperação, que

pode ser usada para estimar o volume recuperável de óleo sob o projeto de injeção (Rosa, 2006).

Eficiência de varrido horizontal (E_A) é definida como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado (A_{inv}) e a área total do meio poroso (A_t), ambas medidas em planta. A eficiência de varrido horizontal e a área invadida pelo fluido dependem da geometria de injeção, do fluido injetado e da razão de mobilidades (Rosa, 2006).

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (3)$$

A Eficiência de varrido vertical (E_{vv}) é a relação entre a área vertical invadida pelo fluido (Av_{inv}) e a área vertical total da seção transversal (Av_t). Essa eficiência é função basicamente da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidades e do volume injetado (Rosa, 2006).

$$E_{vv} = \frac{Av_{inv}}{Av_t} \quad (4)$$

O produto entre essas duas eficiências representa a Eficiência Volumétrica (E_v), também representada pela relação entre o volume do reservatório invadido (V_{inv}) pelo volume total do reservatório (V_t) (Rosa, 2006):

$$E_v = E_A E_{vv} = \frac{V_{inv}}{V_t} \quad (5)$$

A eficiência de deslocamento (E_D) mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha. Ela pode ser determinada a partir da saturação de óleo inicial (S_{oi}) e da saturação de óleo residual (S_{oi}), ambas relacionadas ao método de recuperação empregado. Esse parâmetro fornece a fração da saturação de óleo original que foi deslocada dos poros pelo fluido deslocante. Sofre influência dos volumes injetados; da viscosidade dos fluidos e da permeabilidade relativa (Rosa, 2006).

$$E_D = \frac{(S_{oi} - S_{oi})}{S_{oi}} \quad (6)$$

A eficiência de recuperação (E_R) de um determinado projeto de injeção de um fluido imiscível é definida como o produto entre as eficiências de varrido horizontal, de varrido vertical e de deslocamento. Sabendo que o produto entre as eficiências de varrido horizontal e vertical é definido como a eficiência volumétrica, pode-se expressar a eficiência de recuperação também como sendo:

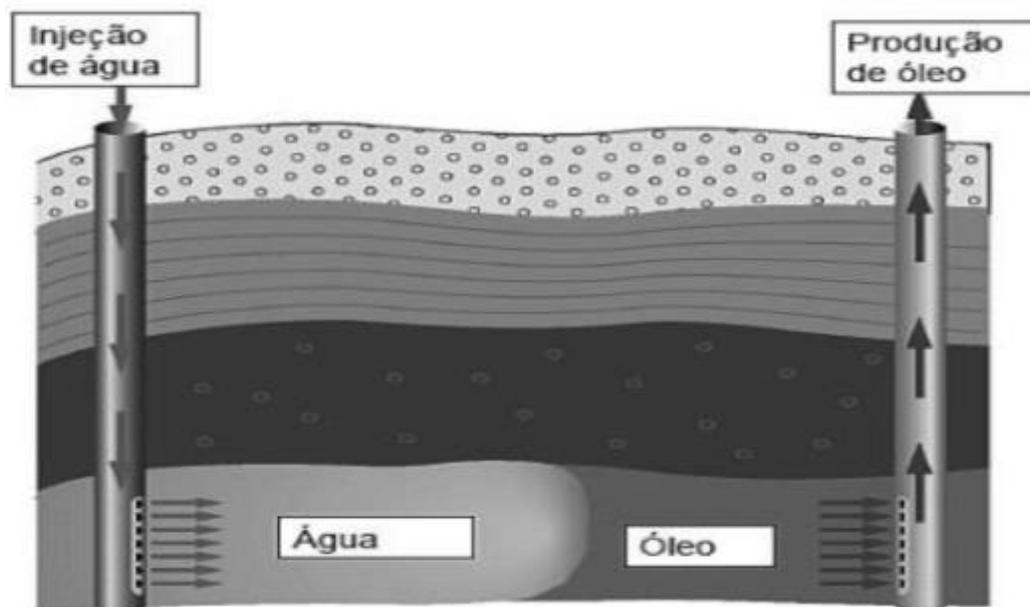
$$E_R = E_A E_{VV} E_D = E_V E_D \quad (7)$$

2.1.3 Injeção de Água

Dentre os métodos de recuperação, a injeção de água se destaca como sendo o método de recuperação mais utilizado na indústria. Isso se dá pela elevada disponibilidade de água para injeção, podendo ser de origem subterrânea, de superfície, do mar, ou até mesmo produzida. Além disso, esse método necessita de um menor investimento em função de sua simplicidade quando comparada aos métodos especiais. Contudo, a água antes de ser usada no processo de injeção, deve ser submetida a um tratamento, para que possa estar adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes (Rosa, 2006).

A injeção de água atua deslocando o óleo presente no reservatório em direção aos poços produtores, obtendo-se assim um aumento na recuperação de petróleo. A Figura 2.1 mostra o comportamento do deslocamento ideal da água num reservatório, o efeito pistão, onde a água atua de maneira puramente mecânica empurrando todo o óleo para fora do reservatório.

Figura 2.1: Esquema de injeção de água, efeito pistão.



Fonte: Santana, 2008.

Ao se injetar água em um reservatório, eleva-se a saturação de água nas imediações do poço injetor, formando-se um banco de óleo à frente da água injetada. Entre a zona lavada e o banco de óleo tem-se uma zona onde a saturação de água cai bruscamente, à qual denominamos frente de avanço. Quando o banco de óleo alcança o poço de produção verifica-se um aumento brusco na produção de óleo. (ROSA, 2006, p.652)

O período de tempo entre o início das operações e a chegada do óleo ao poço produtor é chamado de tempo de enchimento (*fill up*). Posteriormente, a frente de avanço atinge o poço produtor, aumentando bruscamente a razão água/óleo (*RAO*), ocorrendo então o que se chama de erupção (*breakthrough*). Após a erupção a *RAO* continua a crescer até atingir níveis que irão inviabilizar economicamente a produção do poço, o qual é fechado ou eventualmente transformado em poço injetor. (ROSA, 2006, p.652)

Quando um reservatório é submetido à injeção de água ou a um processo não miscível de injeção de gás, se espera que não ocorra qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos e entre os fluidos e a rocha.

Vale ressaltar que mesmo submetendo um reservatório a um projeto de injeção de água ou qualquer outro método de recuperação, nem todo o óleo contido no meio poroso é deslocado. Esse volume de óleo retido nos poros da zona invadida

pela água, denominado óleo residual à injeção de água, é consequência do efeito da capilaridade e viscosidade no deslocamento em meios porosos.

De maneira geral, os processos de injeção de água devem conter, na maioria dos casos, os seguintes sistemas: sistema de captação de água, através de poços se estiver utilizando água subterrânea ou um conjunto de bombas se estiver utilizando água de rios ou do mar; sistema de tratamento de água de injeção; sistema de injeção de água, composto de bombas, linhas e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte de água produzida (Thomas, 2001).

2.2 Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo (EOR)

De maneira geral, mesmo com a aplicação de métodos convencionais ou não, uma parcela de óleo ainda fica retida nos poros da rocha devido à viscosidade e a capilaridade ou até mesmo devido à economicidade do projeto. Assim, esse óleo deve ser produzido através de um método especial, caso seja comprovada a sua viabilidade econômica e operacional.

A aplicação de um método especial de recuperação é um processo complexo e requer um investimento bem mais elevado que os demais métodos de recuperação. Diante disso, seu emprego em determinado reservatório deve ser muito bem avaliado (Rosa, 2006).

É comum, na indústria, um determinado reservatório submetido a um método convencional, ver sua produção declinar até atingir seu limite econômico. Em situações como esta, existem três possibilidades: Abandonar o poço; utilizar o poço com outra finalidade, como por exemplo, injetor; ou aplicar um método de recuperação especial, de forma que se possa produzir o óleo deixado nos poros da rocha.

De acordo com Rosa (2006), a aplicação da recuperação especial em um determinado campo requer, em geral, o completo conhecimento de cada campo de petróleo da região em questão e o domínio dos métodos de recuperação especial. A aplicação de um método especial para um campo é uma escolha específica e requer

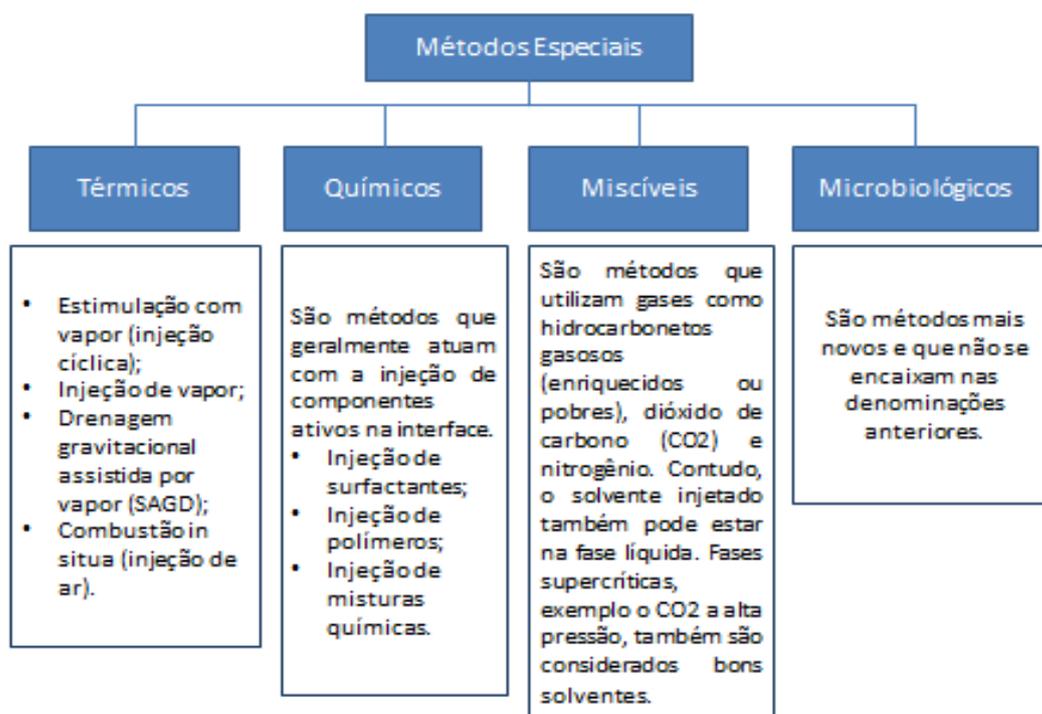
a análise prévia de todos os métodos disponíveis, de forma que se possa selecionar o mais adequado.

Os métodos de recuperação especial têm como principais objetivos melhorar os fatores de eficiência, eficiência de varrido horizontal, fator de contato e eficiência de deslocamento, e recuperar uma parte adicional do óleo deixado pelo método de recuperação utilizado anteriormente.

Contudo, vale lembrar que a escolha de um método especial para uma determinada situação é um processo bastante complexo. Deve-se estudar e analisar aquele que melhor resolve os problemas que dificultam a produção de petróleo, uma vez que esses são processos mais sofisticados, que demandam mais investimentos em equipamentos, mão de obra e segurança (Rosa, 2006).

A Figura 2.2 mostra um esquema com os principais métodos de recuperação especial.

Figura 2.2: Métodos de Recuperação Especial.



Fonte: Adaptado de Bautista (2010).

2.2.1 Critérios para escolha do Método Especial de Recuperação de Petróleo

A escolha do método especial ideal para a recuperação de óleo de um determinado reservatório requer uma análise detalhada das características do reservatório, dos fluidos contidos na rocha, dos mecanismos de produção e das razões para as baixas recuperações (RODRIGUES, 2012).

Cada método especial de recuperação possui limitações em sua aplicabilidade. Estas limitações foram listadas e analisadas, através da teoria, testes de laboratório e experiências de campo. A Tabela 2.1 apresenta tais limitações, o que pode auxiliar a escolha de um método de recuperação especial. Contudo, vale ressaltar que tais critérios não são absolutos, de forma que podem apenas serem utilizados como base na escolha do método especial de recuperação.

Tabela 2.1: Critérios de escolha do método de recuperação especial.

Características do reservatório	Métodos térmicos		Métodos químicos			Métodos miscíveis
	Injeção de vapor	Combustão in situ	Polímeros	Surfactantes	Alcalinos	Hidrocarbonetos e CO ₂
Densidade do óleo, °API	10 a 34	10 a 35	-	-	<30	>25
Viscosidade do óleo, cP	<15000	<5000	<150	<100	<100	<10
Profundidade, ft (m)	<5000 (1524)	-	-	-	-	>2500 (762)
Espessura da zona de óleo, ft (m)	>15 (4,57)	>10 (3,05)	-	-	-	-
Temperatura, °F (°C)	-	-	<250 (121)	<250 (121)	<200 (93)	<250 (121)
Permeabilidade média, mD	>10	>10	>10	>10	>10	-
Salinidade da água da formação, ppm	-	-	<200.000	<200.000	<200.000	-
Porosidade	>0,15	>0,15	-	-	-	-
Saturação de óleo	-	-	>0,40	0,20 – 0,35	-	>0,20
Saturação de óleo x porosidade	>0,08	>0,08	-	-	-	-
Pressão estática, psia	<2000	<4000	-	-	-	>1200

Fonte: Hong, 1994.

2.2.2 Métodos Miscíveis

Os métodos miscíveis são métodos de recuperação especial que se caracterizam pela ausência de interface entre os fluidos, deslocante e deslocado. Esse processo possui a habilidade de reduzir as forças capilares e interfaciais através de suas miscibilidades, que causariam a retenção do óleo no reservatório. Pode-se dizer que a injeção desses fluidos como método de recuperação especial visa atingir a miscibilidade entre os mesmos e o óleo contido no reservatório.

Os processos de deslocamento miscível envolvem a injeção de um fluido deslocante que é miscível com o óleo bruto, isto é, forma só uma fase simples no primeiro contato quando misturado em todas as proporções. Uma vez que a miscibilidade entre dois fluidos depende da sua semelhança química, das pressões e temperaturas encontradas, as condições de miscibilidade vão se desenvolvendo através da alteração na composição do fluido injetado ou do óleo cru à medida que o fluido se move no reservatório (Rosa, 2006).

De acordo com Thomas (2001), quando se obtém baixas eficiências de deslocamento, os métodos mais indicados são os miscíveis. Os fluidos mais utilizados nesses métodos são o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

Segundo Bautista (2010) e Rosa et al. (2011), os métodos miscíveis podem ser divididos em:

- Injeção Contínua de Gás (*Continuous Gas Injection – CGI*);
- Injeção Alternada de Água e Gás (*Water Alternating Gas – WAG*);
- Processo de Extração com Solvente (*Vapor Extraction Process – VAPEX*);
- Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (*Gas Assisted Gravity Drainage – GAGD*).

2.2.2.1 Injeção Miscível de CO₂

O uso do CO₂ como gás de injeção tem aumentado nas últimas décadas devido principalmente ao aumento do preço do petróleo, ao desenvolvimento de

novas tecnologias de recuperação através da injeção de gás e devido o crescente aumento da emissão de dióxido de carbono ao longo dos anos.

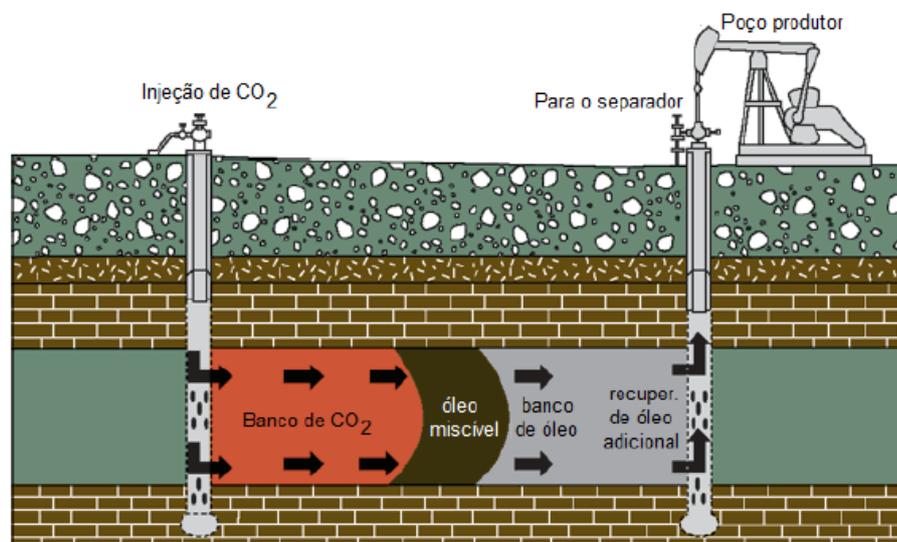
Sabe-se hoje que nos campos do pré-sal existe uma quantidade elevada de CO₂ dissolvido no óleo produzido. Esse é um dos desafios a serem superados, já que esse gás precisa ser processado e destinado para algum fim.

Uma das soluções proposta é utilizá-lo como método de recuperação avançada. Contudo, a injeção de CO₂ deve ser precedida de algumas etapas para viabilizar o seu uso. Essas etapas são denominadas de ciclo de vida do sequestro de carbono, e consiste da etapa de captura de uma fonte de emissão, seguida das etapas de compressão, transporte e armazenamento em um local apropriado de acordo com os âmbitos ambientais.

O dióxido de carbono é um dos componentes mais abundantes do nosso planeta. Ele é uma substância simples, geralmente concebida como sendo um gás, mas pode ser facilmente convertida em líquido ou sólido com temperatura crítica de 88°F (31°C). O CO₂ também é caracterizado pela sua forte atração ao óleo e conseqüentemente alta solubilidade, o que gera vaporização, inchamento na ordem de 10 a 60% e redução na viscosidade do óleo em contato.

Segundo Mathiassen (2003), a característica do reservatório que aparentemente sofre maior influência nos processos que envolvem injeção de CO₂ é a molhabilidade. O autor também relata que o dióxido de carbono reduz o pH da água que satura o meio poroso, e em experimentos realizados com células capilares no laboratório, foi percebido que a presença de CO₂ reduz a molhabilidade da rocha a água.

A um primeiro contato o CO₂ não é miscível com o óleo. Porém, submetido a condições favoráveis no reservatório de pressão, temperatura e composição do óleo, é capaz sim, de se gerar uma frente miscível do fluido no meio poroso. A Figura 2.3 ilustra um esquema de injeção de CO₂, onde se pode observar o deslocamento do banco de óleo diretamente para o poço produtor pelo banco de CO₂, e entre estes dois bancos pode-se perceber a zona de miscibilidade entre os fluidos.

Figura 2.3: Esquema de injeção de CO₂.

Fonte: Adaptado de Buchanan e Carr, 2011.

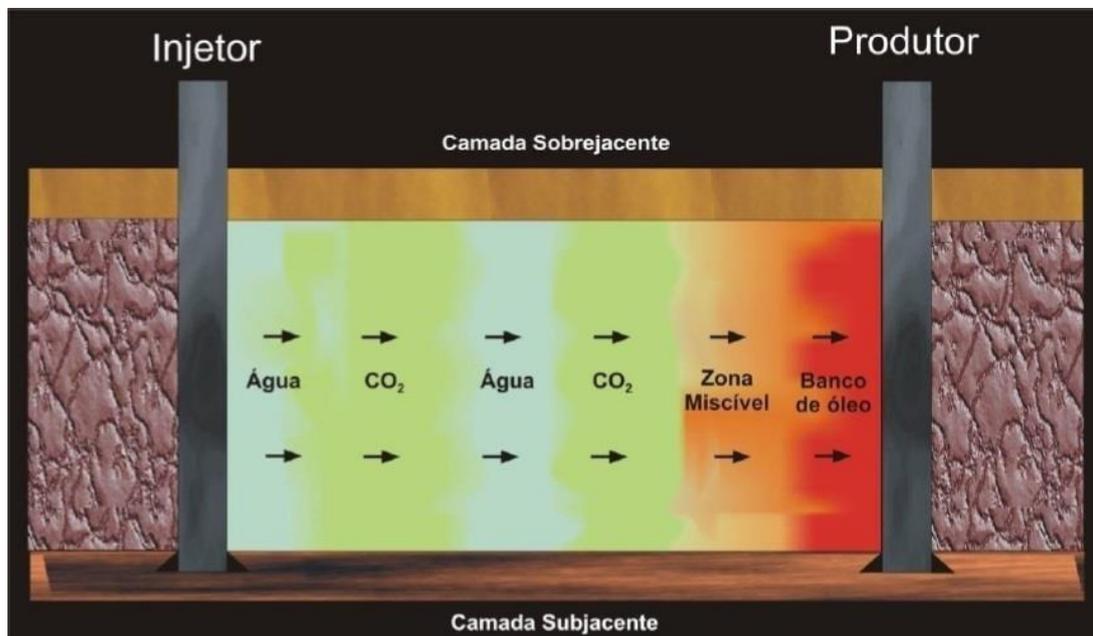
A zona miscível entre o CO₂ e o óleo é formada pela transferência de componentes do óleo para o CO₂, através de múltiplos contatos da frente do CO₂ com o óleo do reservatório. O CO₂ então pode extrair componentes mais pesados, no intervalo C₂ a C₃₀, o que torna o processo aplicável a um grande número de reservatórios. Contudo, como em outros métodos, a injeção de dióxido de carbono não recupera todo o óleo da área contatada enquanto a frente miscível está sendo formada ou regenerada (ROSA et al., 2006).

2.3 WAG (*Water Alternating Gas*)

O processo WAG (*Water Alternating Gas*) é um método de recuperação especial de petróleo que consiste na injeção de forma alternada de bancos sucessivos de água e gás. Proposto por Caudle e Dyes (1959), o WAG tem se mostrado uma técnica eficiente, pois combina as vantagens de dois métodos de recuperação ao mesmo tempo, a injeção de água e a injeção de gás (GREEN e WILLHITE, 1998). A Figura 2.4 representa um esquema de injeção do método WAG-CO₂, onde se observa claramente a alternância entre os bancos de CO₂ e água, o

banco de óleo sendo deslocado para o poço produtor e a região de miscibilidade entre a frente do banco de CO₂ e o óleo do reservatório.

Figura 2.4: Esquema de injeção do método WAG-CO₂.



Fonte: Pinto, 2009.

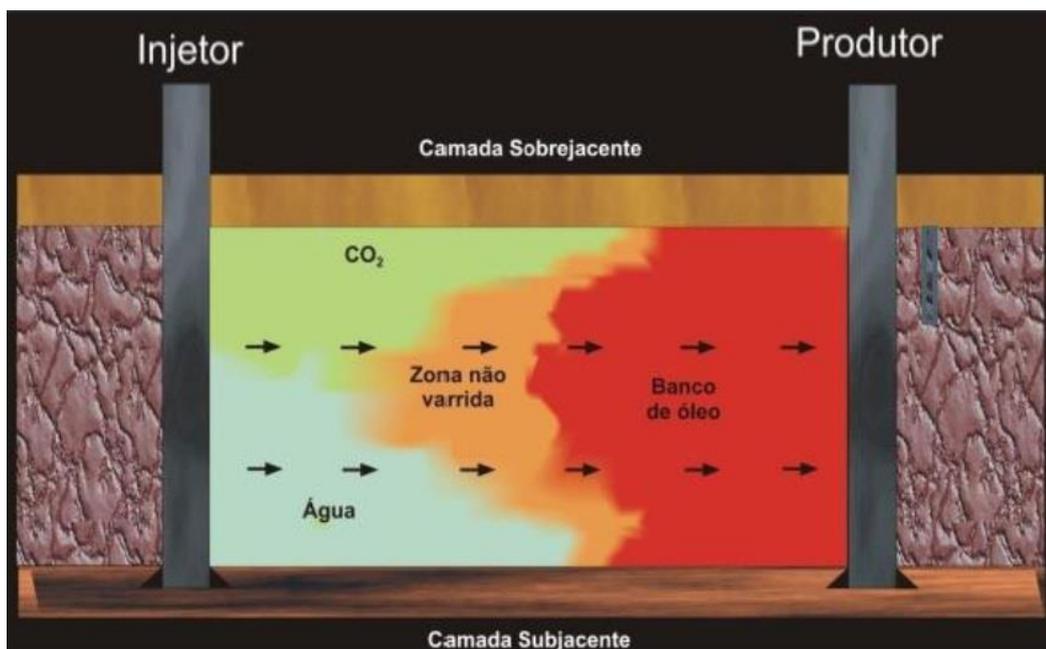
Os principais gases utilizados no processo são o CO₂, CH₄, N₂ e etc. Quanto ao tempo de alternância entre um banco injetado e outro, este pode ser de duas formas: através da fixação de um intervalo de tempo previamente estabelecido, ou através de ciclos de injeção variáveis, com base no monitoramento contínuo da produção. Neste segundo caso, mais utilizado pela indústria, a injeção do fluido no meio poroso ocorre até o momento em que a produção de óleo atinge um limite previamente estabelecido. Nesse instante, a injeção deste fluido é interrompida e se inicia a injeção do outro fluido, e assim ciclicamente. Vale ressaltar que essa alternância entre os bancos deve ocorrer sempre que for necessário.

De maneira geral, a injeção contínua de água apresenta uma melhor eficiência de varrido que a injeção contínua de gás. Contudo, o gás apresenta uma melhor eficiência de deslocamento, o que indica que este fluido deixará uma menor saturação de óleo residual que a água, considerando que ambos tenham varrido uma mesma área do reservatório (Fatemi e Sohrabi, 2013).

O processo de deslocamento de óleo pela água apresenta baixa razão de mobilidades, razão entre a mobilidade do fluido deslocante – neste caso a água, e a mobilidade do fluido deslocado – óleo. Isso quer dizer que durante o deslocamento dos fluidos no meio poroso, a água e o óleo têm mobilidades bem semelhantes, e dessa forma um não apresenta tanta superioridade sobre o outro durante esse processo. Assim, a água consegue varrer bem o reservatório (Fatemi e Sohrabi, 2013).

O processo de deslocamento de óleo pelo gás apresenta-se de maneira diferente. Neste caso ocorre uma maior eficiência de deslocamento, ou seja, na região contatada pelo gás, este desloca uma maior quantidade de óleo, uma vez comparado a água. Isso se deve basicamente as interações que ocorrem entre a frente de avanço do gás e o banco de óleo, principalmente quando estes são miscíveis. No entanto, a razão de mobilidade durante a injeção contínua de gás é bem mais elevada, indicando que o gás apresenta uma facilidade superior em se deslocar no meio poroso que o óleo. Altas razões de mobilidade causam o que chamamos de fingers, ou seja, a criação de caminhos preferenciais no reservatório para o gás. Conseqüentemente, esse fenômeno gera uma chegada prematura do gás nos poços produtores e com isso uma baixa eficiência de varrido de óleo. Em reservatórios heterogêneos, a criação de fingers torna-se bem mais acentuada (Fatemi e Sohrabi, 2013).

Aliado a estes problemas de baixas eficiências de varrido e de deslocamento da injeção de fluidos individual, a elevada diferença entre as densidades dos fluidos deslocante e deslocado, torna o fenômeno da segregação gravitacional bastante atuante. Dessa forma, a eficiência volumétrica, produto entre as eficiências de varrido e de deslocamento, torna-se baixa. A Figura 2.5 ilustra principalmente o forte efeito da segregação gravitacional, devido à elevada diferença entre as densidades dos fluidos deslocantes, água ou CO₂, e deslocado, óleo.

Figura 2.5: Zona não varrida de óleo na injeção alternada de água e CO₂.

Fonte: Pinto, 2009.

Ainda sobre a Figura 2.5, observa-se que existe uma grande região do reservatório que não foi varrida por nenhum dos fluidos injetados. Isso irá afetar gravemente a recuperação de óleo deste reservatório.

O método WAG foi proposto então como forma de minorar esses efeitos e tornar a recuperação de óleo mais eficiente. Esse método, empregado com o CO₂, atua na viscosidade do óleo mediante o seu efeito de solvência. Além disso, a injeção de água teria o objetivo de introduzir, em seguida, uma fase não miscível que reduziria a permeabilidade relativa do CO₂ já injetado.

A elevada disponibilidade do CO₂ na região do pré-sal brasileiro, o baixo custo da água quando comparado a outros fluidos, a necessidade da injeção alternada por uma menor quantidade tanto de água quanto de gás, além das vantagens dos fluidos separados, tornam o WAG-CO₂ uma ótima escolha como método de recuperação de petróleo para esta região.

O uso desse método apresenta um aumento na recuperação de óleo da ordem de 5% a 10%, quando aplicado como método miscível, e sendo esse produzido juntamente com o óleo, deve ser gerenciado. Testes preliminares indicaram que a injeção alternada de água e CO₂ pode aumentar

em cerca de 50% o volume do óleo recuperado comparando com a injeção de água contínua. (PARAFITA, 2014, p. 23)

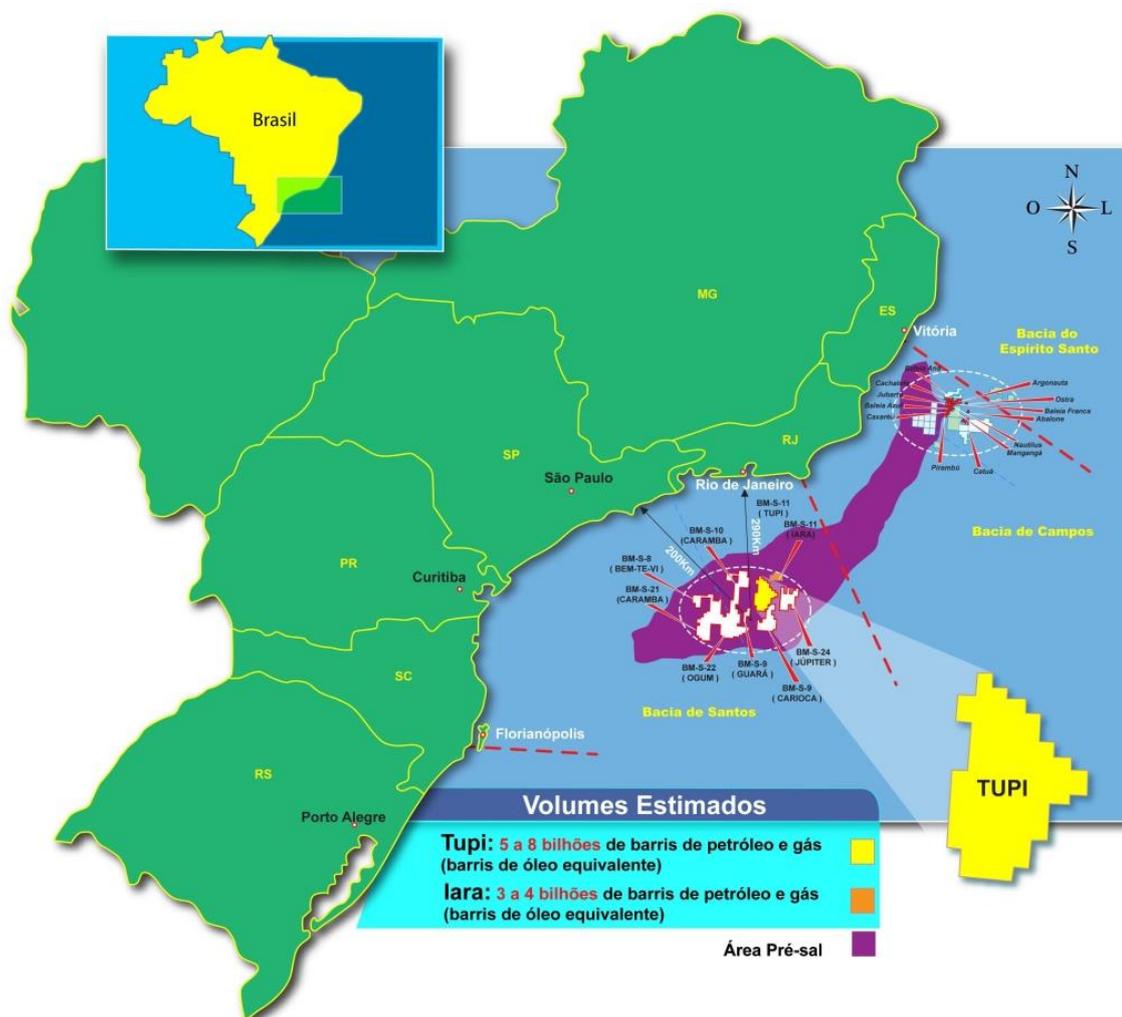
Contudo, o processo WAG pode implicar em problemas operacionais, como a corrosão, deposição de sais, formação de asfaltenos e hidratos, prematura irrupção de fluidos e perda de injetividade (Christensen *et al.*, 2001). A perda de injetividade acarreta numa maior dificuldade de manter constante a vazão ou a pressão de injeção de fluidos. Quanto à corrosão, esta ocorre pelo fato do CO₂ reagir com a água, formando ácido carbônico, que é altamente corrosivo, tornando essencial o uso de ligas metálicas especiais e proteção para as instalações. Formação de hidratos ou asfaltenos, podem gerar também queda na produção devido a obstrução da tubulação. Além disso, a injeção alternada de água e CO₂ necessita de dois sistemas de injeção, um para cada fluido.

Assim, a injeção alternada de água e CO₂ para ser empregada de forma eficiente deve ser previamente estudada e analisada, a fim de se adotar medidas que diminuam ao máximo esses problemas operacionais que podem ser encontrados. Contudo, vale ressaltar que estas medidas implicam em custos adicionais e precisam ser analisadas quanto à viabilidade econômica da implementação do projeto.

2.4 Reservatórios do Pré-sal brasileiro

O termo pré-sal brasileiro refere às rochas com potencial de geração e acumulação de petróleo, abaixo de uma ampla camada de sal que atingem em alguns locais, espessuras de até 2000m. Essa camada, situada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, representa hoje as maiores descobertas de petróleo e gás natural da história do nosso país (PETROBRAS, 2014). A Figura 2.6 apresenta o mapeamento de toda essa região, ilustrando seus diferentes campos. Essa região, que engloba as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, possui um conjunto de campos petrolíferos localizados em profundidades que variam de 1.000 a 2.000 metros de lâmina d'água e entre 4.000 e 6.000 metros de profundidade na subsuperfície, considerando uma camada de sal que pode variar de 200 a 2.000 metros.

Figura 2.6: Localização geográfica do pré-sal brasileiro.



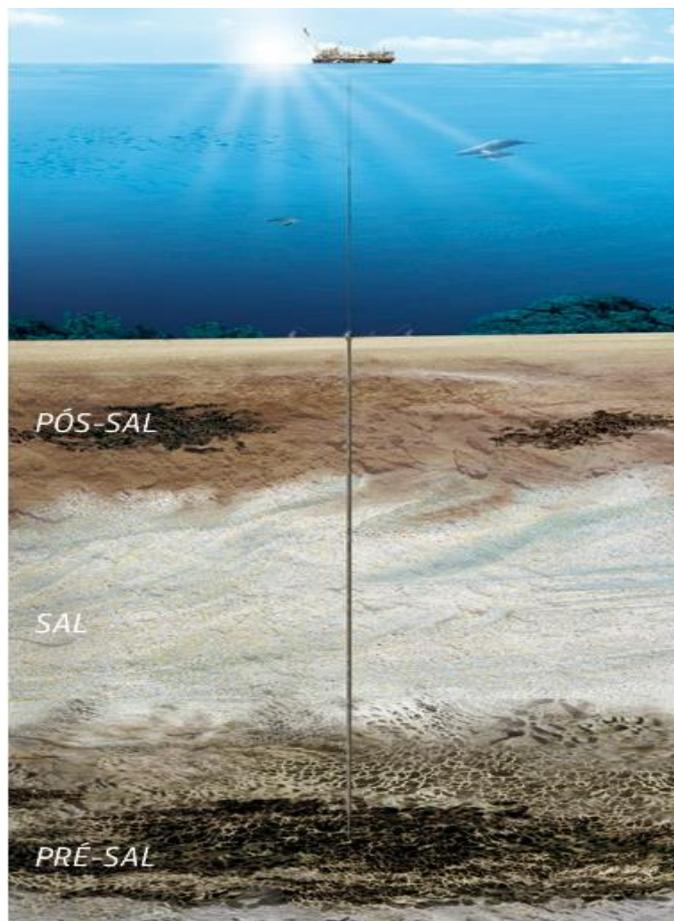
Fonte: <http://marcosbau.com.br/geobrasil-2/entenda-o-pre-sal/>.

Formados por rochas carbonáticas microbiais, com alta heterogeneidade nas características petrofísicas, esses campos possuem grandes volumes de óleo leve, com densidade em torno de 28° API, alta quantidade de CO₂ dissolvido, grande volume de gás natural associado e baixos teores de acidez e enxofre.

Essas rochas, carbonáticas, geralmente possuem fraturas, baixa permeabilidade e molhabilidade neutra, o que resulta em menor recuperação se comparado com reservatórios areníticos (Manrique et al., 2010). A Figura 2.7 traz uma representação de um reservatório típico do pré-sal. Pode-se observar nitidamente na figura as mudanças na litologia com a profundidade, desde a camada

do pós-sal, atingindo em seguida a ampla camada de sal, e por fim a camada do pré-sal.

Figura 2.7: Representação de um reservatório da camada do pré-sal.



Fonte: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>.

Entretanto, no pré-sal existem alguns desafios que devem ser rapidamente superados, uma vez que afetam principalmente a produção desse óleo. Dentre esses desafios, podemos destacar o tipo de rocha em que o petróleo está armazenado, as carbonáticas. Constituídas principalmente de carbonato de cálcio e magnésio, esse tipo de rocha possui uma elevada heterogeneidade, o que acarreta na formação de caminhos preferenciais para o óleo, deixando uma elevada saturação de óleo residual. Outro grande problema é que estudos indicam que essas rochas sedimentares do pré-sal podem apresentar um baixo fator de recuperação de óleo quando submetido à injeção de água, o que também estaria relacionado à

heterogeneidade dessas rochas. O terceiro desafio é que esse óleo possui uma grande quantidade de CO₂ dissolvida, de forma que se deve determinar qual o melhor destino para esse gás (PETROBRAS, 2015).

2.5 Simulação Numérica de Reservatórios

Simulação numérica é a recriação de problemas ou processos naturais através do levantamento do maior número de informações possíveis. Na indústria petrolífera, a simulação é um processo eficiente para prever o comportamento real de um reservatório a partir de um modelo previamente estudado. Essa previsão irá auxiliar os profissionais competentes nas suas decisões, como por exemplo, qual o melhor esquema de injeção, qual a melhor distribuição de poços e até mesmo qual o melhor método de recuperação para determinada situação. Contudo, uma determinada simulação está diretamente relacionada ao grau de precisão que se deseja obter suas possíveis soluções e ao nível de sofisticação que terá sua representação.

Durante a simulação numérica de um determinado reservatório, cria-se inicialmente o modelo físico do mesmo, adicionando propriedades da rocha, dos fluidos e as condições iniciais em que este reservatório está submetido. Os simuladores, por sua vez, são constituídos por um conjunto de equações matemáticas que são utilizadas para recriar os processos físicos ativos que possivelmente irão ocorrer no reservatório em campo. Embora os softwares utilizados estejam em constante evolução, existem duas principais modelagens dos fluidos que são utilizadas pela indústria e que permanecem inalteradas: O modelo Black Oil e o modelo Composicional (BATYCKY et al., 2007).

2.5.1 Simulação através do Modelo Black Oil

O modelo Black Oil representa uma modelagem mais simplificada que o modelo composicional. Neste modelo, admite-se que os fluidos contidos no meio poroso (água, óleo e gás) apresentam um único componente. Além disso, o

tratamento matemático em que esta simulação está submetida é função apenas da pressão e temperatura do reservatório (Rosa, 2006).

Embora represente um processo mais simplificado, o modelo Black Oil é uma abordagem bastante utilizada pela indústria, sobretudo em casos em que não se tem um amplo conhecimento dos fluidos modelados.

2.5.2 Simulação Composicional de Reservatórios

A simulação composicional de reservatórios se constitui de uma modelagem mais sofisticada e complexa que o simples modelo black-oil. Por esse motivo, este tipo de modelagem, se bem realizada, apresentará resultados mais precisos e mais próximos do real, contudo este reque um maior esforço computacional.

O modelo composicional, além de considerar os efeitos da pressão e da temperatura no reservatório, também analisada as composições das diferentes fases do óleo presente no meio poroso. Neste caso, a fase óleo não é mais modelada como um único componente, mas sim pelas várias frações que o compõe, tais como o C₁, C₂, C₃ e etc. A fim de se reduzir o esforço computacional empregado em tais modelagens, uma vez que os fluidos modelados, óleo ou gás, na prática possuem um grande número de hidrocarbonetos, costuma-se agrupar esses componentes em alguns grupos, o que chamamos de pseudocomponentes. Esta é um processo bastante utilizado na simulação composicional, uma vez que em alguns casos um tratamento mais complexo exigiria elevados tempo e esforço computacional, o que poderia tornar a modelagem inviável (Rosa, 2006).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Ferramentas Computacionais

As modelagens e simulações deste estudo foram realizadas através dos módulos da CMG (*Computer Modelling Group*), versões 2013.10 e 2014.10:

- WINPROP (*Phase Behavior and Property Program*);
- BUILDER (*Pre-Processing Applications*);
- GEM (*Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulation*);
- RESULTS GRAPH;
- RESULTS 3D.

3.1.1 Módulo WINPROP

O WINPROP é o módulo utilizado na construção do modelo de fluidos presentes no reservatório. Essa ferramenta utiliza as equações de estado para realizar a caracterização dos fluidos, agrupar seus componentes, ajustar os dados de liberação por meio de regressão, simular os processos de contato múltiplo, construir diagramas de fases, dentre outros processos. Assim, pode-se analisar o comportamento de cada fase no sistema durante o processo estudado (CMG, 2015).

3.1.2 Módulo BUILDER

O BUILDER é a ferramenta onde se realiza a modelagem do reservatório, gerando o arquivo de extensão .dat para ser analisado no simulador GEM. Nessa etapa, foi descrito o modelo físico do reservatório e importado o modelo de fluido já elaborado no WINPROP. Em seguida, foram adicionadas as propriedades da rocha, as condições iniciais do reservatório, os poços e suas respectivas condições operacionais.

3.1.3 Módulo GEM

O GEM (*“Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator”*) é o módulo responsável por gerir as simulações realizadas ao longo do trabalho. Ele é um simulador composicional, capaz de modelar fluidos de duas ou mais fases, e é preferencialmente utilizado na simulação de métodos miscíveis e químicos. Essa ferramenta foi utilizada porque permite simular reservatórios de elevada complexidade, com diversas interações durante o seu processo de produção, como é o caso do estudo realizado (CMG, 2015).

Nesse trabalho foi realizada uma modelagem da injeção alternada de água e CO₂ (WAG) como um método de recuperação avançada de petróleo. O WAG envolve complexos fenômenos termodinâmicos e de interação entre fluidos e rocha. Desse modo, esses processos precisam ser bem representados durante a simulação, a fim de se obter resultados precisos e o mais próximo possível da situação encontrada em campo.

3.1.4 Módulos RESULTS GRAPH e RESULTS 3D

Esses módulos foram usados para gerar os gráficos e figuras a partir das simulações realizadas no GEM. Todas as figuras e gráficos referentes aos resultados da condição desse trabalho aqui explanado foram gerados nesses dois módulos. Ambos permitiram analisar o comportamento do reservatório ao longo do período de produção simulado.

3.2 Modelagem do Reservatório

A modelagem do reservatório é uma etapa fundamental na simulação numérica, pois o grau de precisão dos resultados obtidos e o tempo computacional empregado estão diretamente relacionados ao nível de sofisticação que o modelo abordado possui. Pensando nisso, fatores como os objetivos de estudo, complexidade dos processos analisados, qualidade dos dados de entrada, quantidade dos dados de produção, tempo computacional, grau de precisão dos

resultados obtidos e custo, são bastante relevantes e devem ser analisados durante a construção do modelo simulado.

3.2.1 Modelo Físico do Reservatório

O modelo físico simulado refere-se a um reservatório com características semelhantes às encontradas no pré-sal brasileiro. A configuração dos poços segue o padrão five-spot invertido. Considerando que o reservatório é homogêneo, regular e simétrico, foram realizadas simulações com apenas $\frac{1}{4}$ de 5-spot invertido, a fim de reduzir o tempo de simulação. A tabela 3.1 representa as características do modelo físico adotado, especificando o grid e as características dimensionais do reservatório.

Tabela 3.1: Características do modelo físico adotado.

Número total de blocos	10.000
Número de blocos na direção i	20
Número de blocos na direção j	20
Número de blocos na direção k	25
Tamanho dos blocos em i (m)	25
Tamanho dos blocos em j (m)	25
Tamanho dos blocos em k (m)	24 primeiros blocos de 2,875m e o último de 3m.
Comprimento do modelo (m)	500
Largura do modelo (m)	500
Espessura do modelo (m)	72

Fonte: Do autor.

A Figura 3.1 mostra a representação desse tipo de configuração de poços, o five-spot invertido, ou seja, um poço injetor no centro da malha e quatro poços produtores nos vértices.

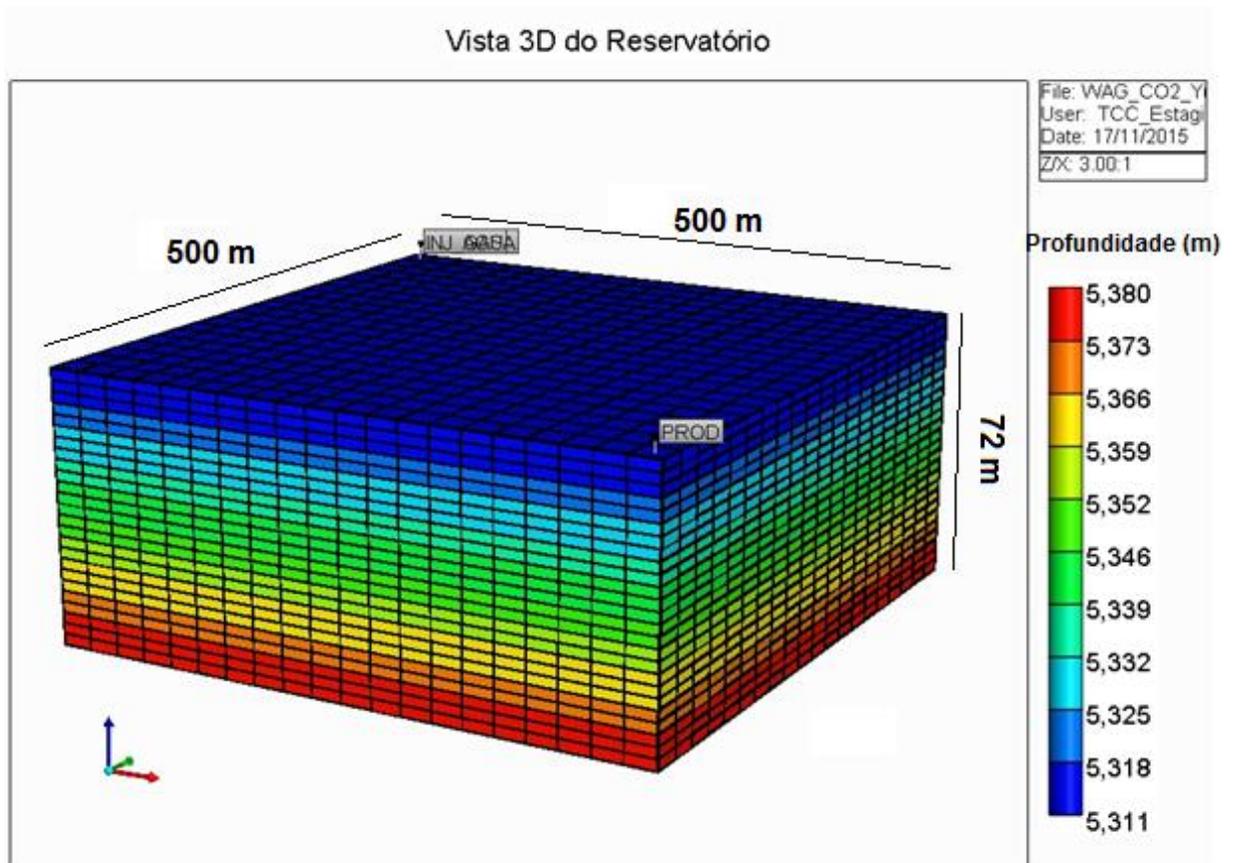
Figura 3.1: Representação de uma configuração de poços padrão five-spot invertido, esquema utilizado no presente trabalho.



Fonte: Silva, 2013.

A Figura 3.2 é uma representação 3D do reservatório analisado. Na figura, pode-se ver a geometria do reservatório, a localização dos poços e a escala, em questão, é da profundidade.

Figura 3.2: Representação 3D do reservatório estudado.



Fonte: Do autor.

3.2.2 Propriedades da Rocha-reservatório

Na Tabela 3.2, são descritas as propriedades da rocha-reservatório utilizada na modelagem analisada.

Tabela 3.2: Propriedades da rocha-reservatório estudada.

Temperatura inicial (°F) (°C)	201 (93,89)
Pressão inicial no topo do reservatório (psi) (kPa)	8904 (61.390,91)
Porosidade (%)	12
Permeabilidade horizontal, K_h (mD)	550
Permeabilidade Vertical, K_v	5,5
Compressibilidade da formação @4351psi (psi^{-1}) (kPa^{-1})	9×10^{-8} ($1,3053 \times 10^{-8}$)
Profundidade do topo (m)	5311
Espessura do reservatório (m)	72
Espessura da zona de óleo (m)	69
Contato água-óleo (m)	5380
Pressão de saturação (psi)	5598,65
Saturação de água conata, Sw_c (%)	29

Fonte: Do autor.

3.2.3 Modelo de Fluido do Reservatório

Para a realização de uma boa modelagem de fluido, deve-se fazer um levantamento de todos os dados PVT experimentais. Dados como: composição do fluido, pressão de saturação (P_{sat}), liberação diferencial (DL), expansão a composição constante (CCE), teste do separador, teste de inchamento e pressão mínima de miscibilidade (PMM), permitirão obter resultados precisos durante as simulações. Isso porque em processos que envolvem a injeção de gás, como é o caso do WAG, é fundamental a descrição detalhada do fluido analisado, para que o modelo seja capaz de representar o comportamento do mesmo no reservatório durante o escoamento.

Para a criação deste modelo de fluido foi utilizada a ferramenta WINPROP da CMG. O modelo adotado foi o composicional, cujos dados experimentais descritos são de um óleo leve a 56 °C, semelhante ao encontrado nos reservatórios da

camada do pré-sal brasileiro. O óleo tem um grau API de 33,8 e uma pressão de saturação de 5598,65 psi.

3.2.3.1 Composição do Fluido

A Tabela 3.3 apresenta os componentes do óleo analisado e suas respectivas composições. Observa-se que este é um modelo de óleo leve, com pouco mais de 8% de CO₂ em sua composição e com muitos componentes, que deverão ser agrupados em pseudocomponentes, a fim de ser reduzir o tempo computacional.

Tabela 3.3: Composição do óleo analisado.

Componente	Fração Molar	Componente	Fração Molar
CO ₂	0,0824	C ₉	0,0169
N ₂	0,0037	C ₁₀	0,0155
C ₁	0,5129	C ₁₁	0,0126
C ₂	0,0707	C ₁₂	0,0115
C ₃	0,0487	C ₁₃	0,0119
iC ₄	0,0090	C ₁₄	0,0098
nC ₄	0,0179	C ₁₅	0,0096
iC ₅	0,0059	C ₁₆	0,0075
nC ₅	0,0086	C ₁₇	0,0068
C ₆	0,0113	C ₁₈	0,0069
C ₇	0,0164	C ₁₉	0,0063
C ₈	0,0210	C ₂₀₊	0,0762

Fonte: Moortgat *et al.* (2010, p.9).

Embora uma mistura de hidrocarbonetos apresente um elevado número de componentes para serem descritos, uma modelagem realizada descrevendo todos esses componentes e seus comportamentos de fase, provavelmente sobrecarregará os cálculos da equação de estado. Assim, embora se obtenha uma predição satisfatória do comportamento PVT pelas equações de estado, esse processo gera um elevado custo e tempo computacional. Portanto, os componentes originais são agrupados em um número menor de pseudocomponentes (MOGHADAMZADEH *et al.*, 2013).

A Tabela 3.4 representa o agrupamento dos pseudocomponentes utilizado neste trabalho. Percebe-se que agora, ao invés de simular um modelo de fluido com 24 componentes, se utiliza de um modelo bem mais enxuto, com apenas 7 pseudocomponentes. O mais importante é que este é um processo bastante utilizado, uma vez que apresenta resultados bem semelhantes ao modelo não agrupado.

Tabela 3.4: Composição dos pseudocomponentes do óleo analisado.

Pseudocomponente	Fração Molar
CO ₂	0,0824
N ₂ – C ₁	0,5166
C ₂ – C ₃	0,1194
iC ₄ – nC ₅	0,0414
C ₆ – C ₉	0,0656
C ₁₀ – C ₁₉	0,0984
C ₂₀₊	0,0762

Fonte: Moortgat *et al.* (2010)

Características do C₂₀₊:

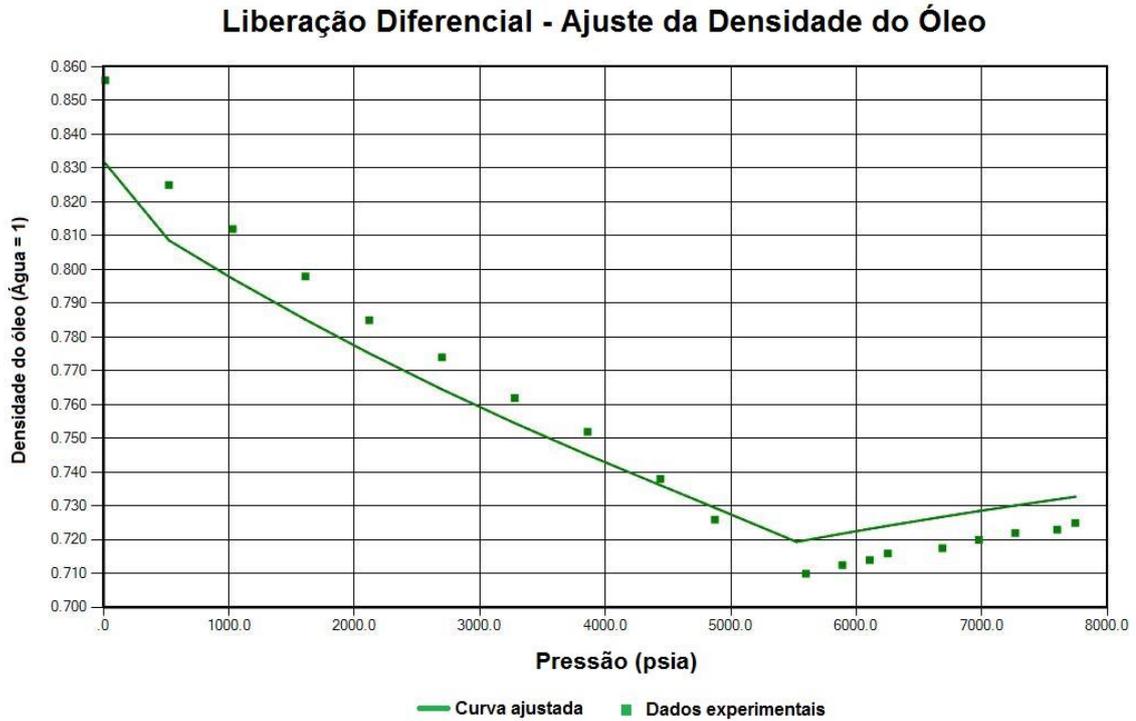
- Densidade do gás: 0,7010
- Massa molecular C₂₀₊: 536
- Massa específica (g/cm³) C₂₀₊: 0,921

3.2.3.2 Viscosidade do Fluido

A viscosidade é uma propriedade muito importante no ajuste do modelo de fluido devido a sua influência no deslocamento do óleo dentro do reservatório. Durante esse processo, os ajustes foram realizados a partir de correlações para os dados de densidade do óleo, fator volume de formação (Bo), razão de solubilidade (Rs) e viscosidade do óleo (μ_o).

A Figura 3.3 representa o ajuste realizado para a densidade do óleo, onde pode-se ver a curva dos dados experimentais, utilizados na modelagem, e a curva dos dados ajustados.

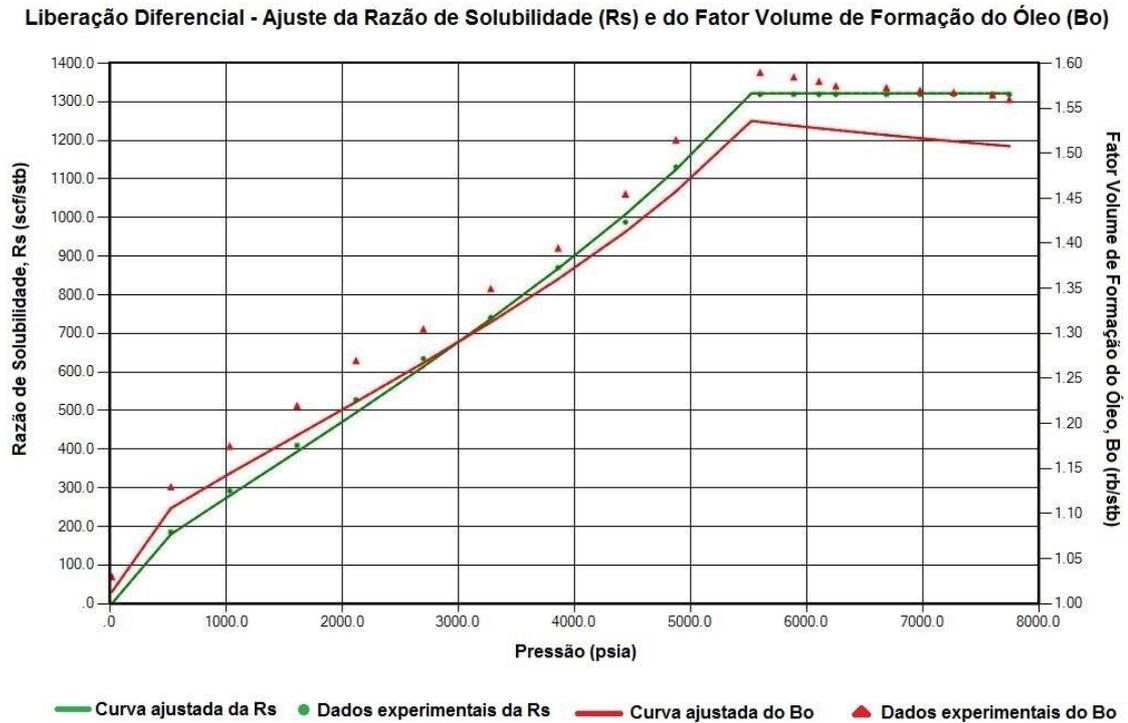
Figura 3.3: Curva de ajuste da densidade do óleo do modelo de fluido estudado.



Fonte: Do autor.

A Figura 3.4 representa os ajustes realizados para a Razão de Solubilidade e para o Fator Volume de Formação do Óleo a partir dos dados de liberação diferencial para o modelo de fluido analisado.

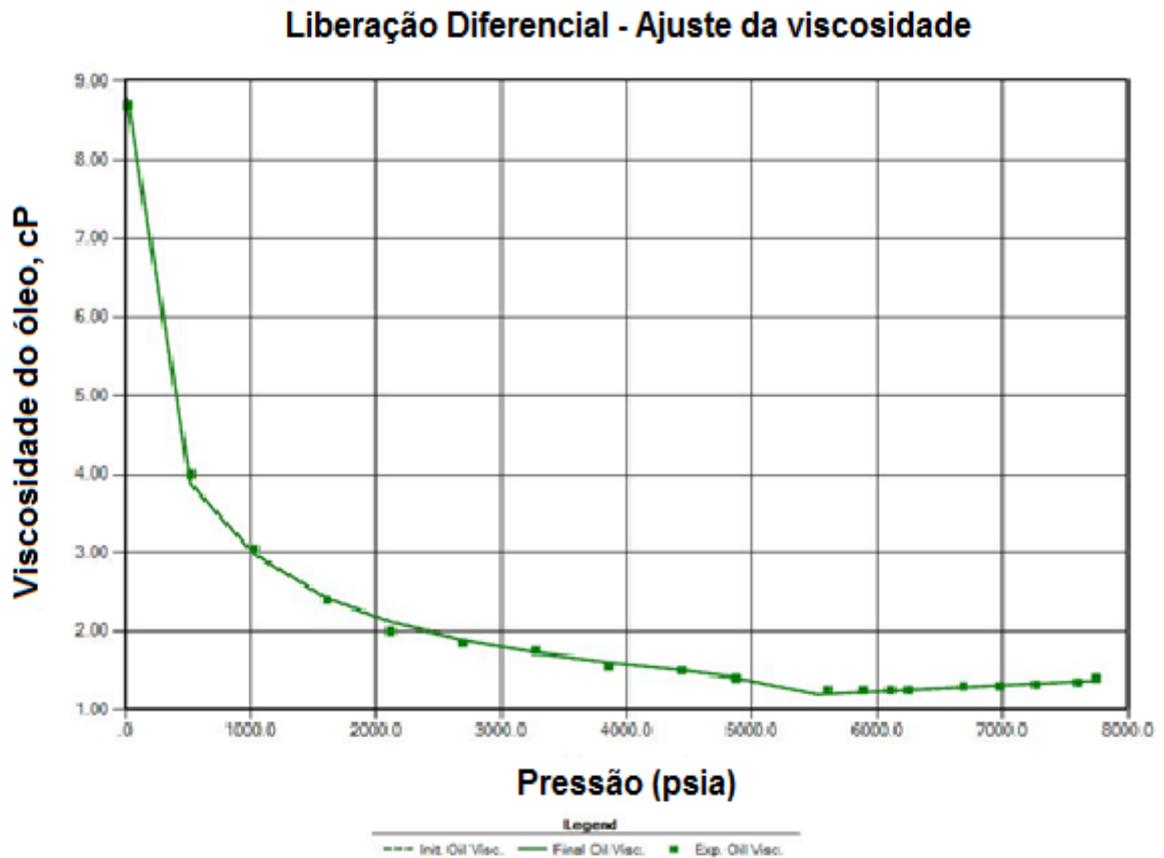
Figura 3.4: Curva de ajuste da Razão de Solubilidade e do Fator Volume de Formação do óleo do modelo de fluido estudado.



Fonte: Do autor.

A Figura 3.5 mostra o ajuste realizado entre os valores experimentais e os simulados para a viscosidade do óleo. Nota-se, que assim como o esperado, o ajuste foi bem realizado, uma vez que as curvas entre os valores experimentais e ajustados são praticamente idênticas.

Figura 3.5: Curva de ajuste da viscosidade do modelo de fluido estudado.

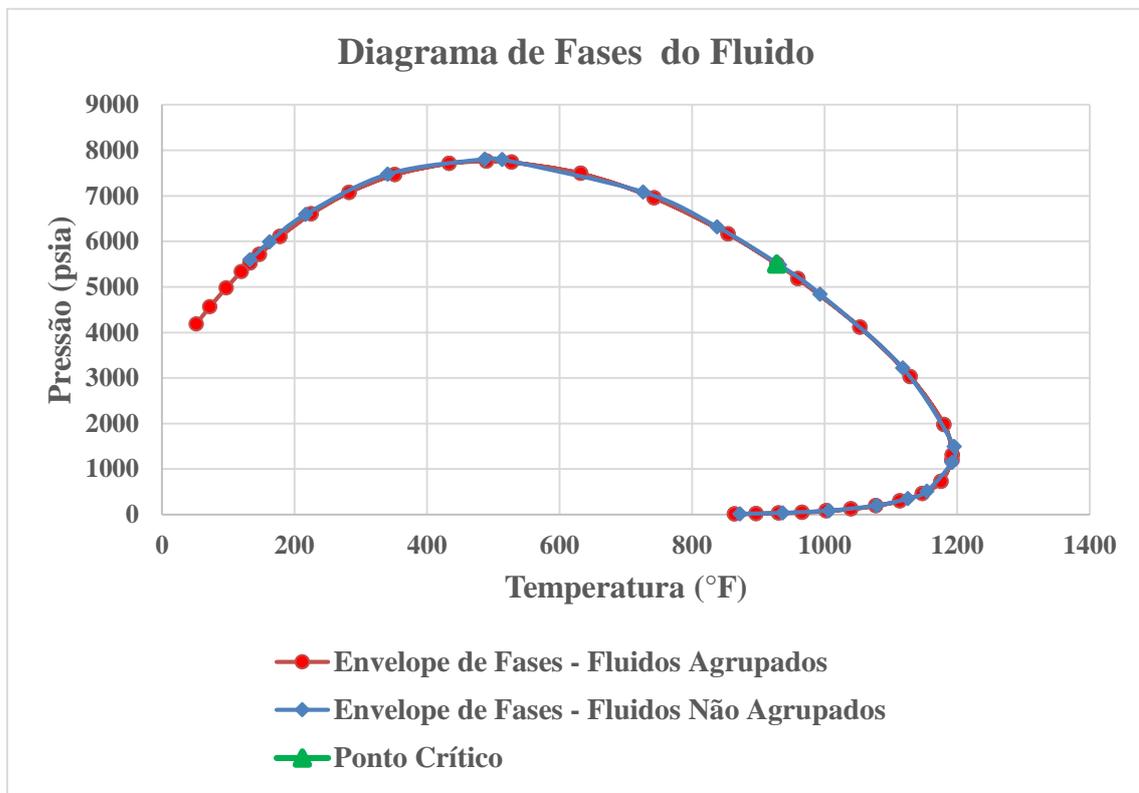


Fonte: Do autor.

3.2.3.3 Diagrama de Fases

A Figura 3.6 representa os diagramas de fases do modelo de fluido analisado, um para os componentes não agrupados e um para os componentes agrupados. Percebe-se o quão eficiente foi o agrupamento realizado, uma vez que os envelopes estão praticamente sobrepostos um ao outro. Também está especificado na figura o ponto crítico deste fluido, em torno de 928°F e 5501 psia.

Figura 3.6: Diagramas de fases dos fluidos agrupados e não agrupados.

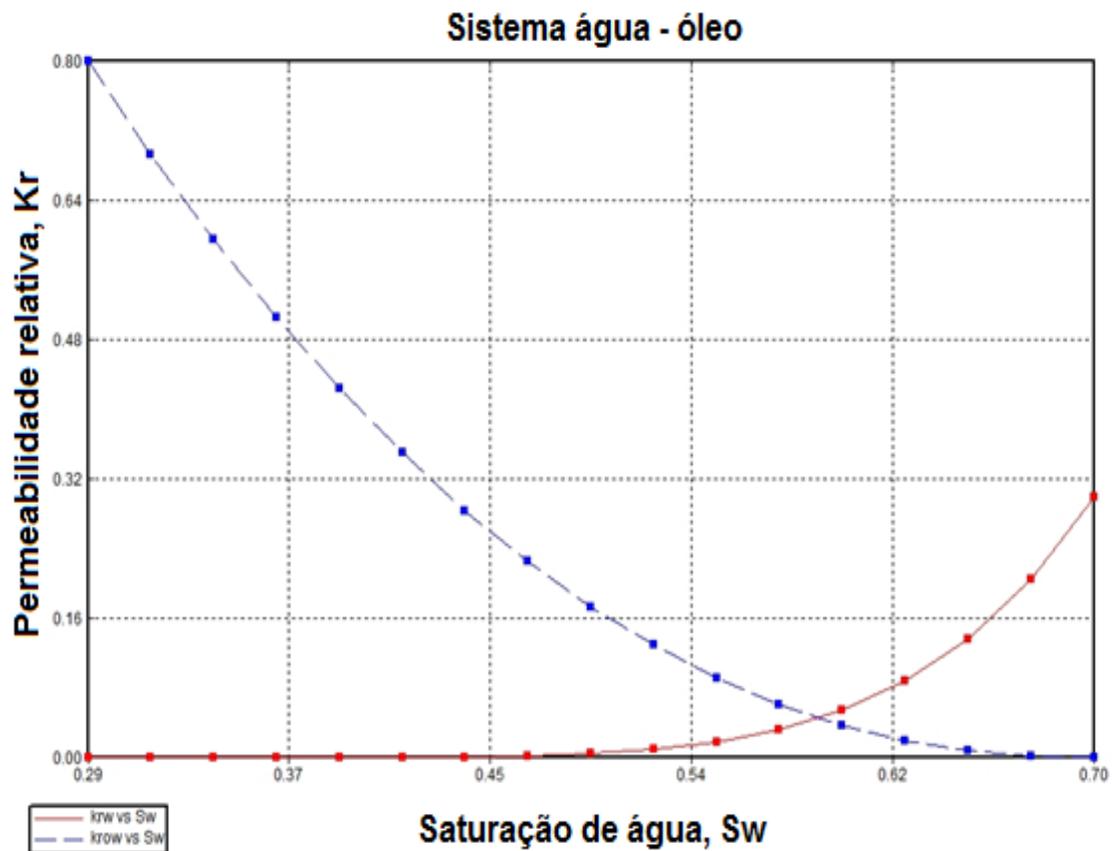


Fonte: Do autor.

3.2.3.4 Curvas de Permeabilidades Relativas

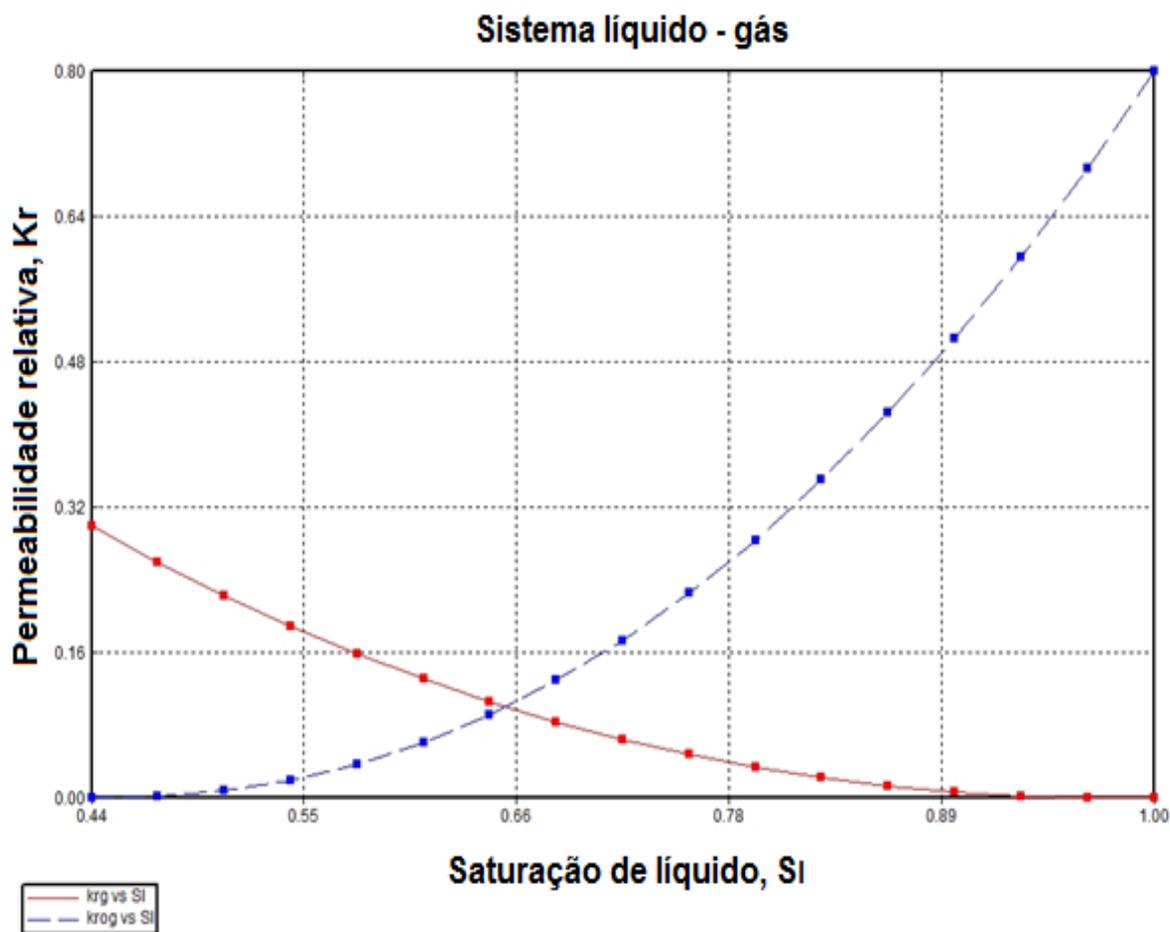
As Figuras 3.7 e 3.8 a seguir representam as curvas de permeabilidade relativa dos sistemas água - óleo e líquido - gás, respectivamente, utilizadas na simulação.

Figura 3.7: Curvas de permeabilidades relativas do sistema água – óleo.



Fonte: Do autor.

Figura 3.8: Curvas de permeabilidades relativas do sistema líquido – gás.



Fonte: Do autor.

3.2.4 Descrição das Condições Operacionais

Na Tabela 3.5 são descritas as condições operacionais dos poços, injetores e produtor, adotadas nos processos simulados. Vale ressaltar que a pressão mínima do poço produtor está acima da pressão de bolha.

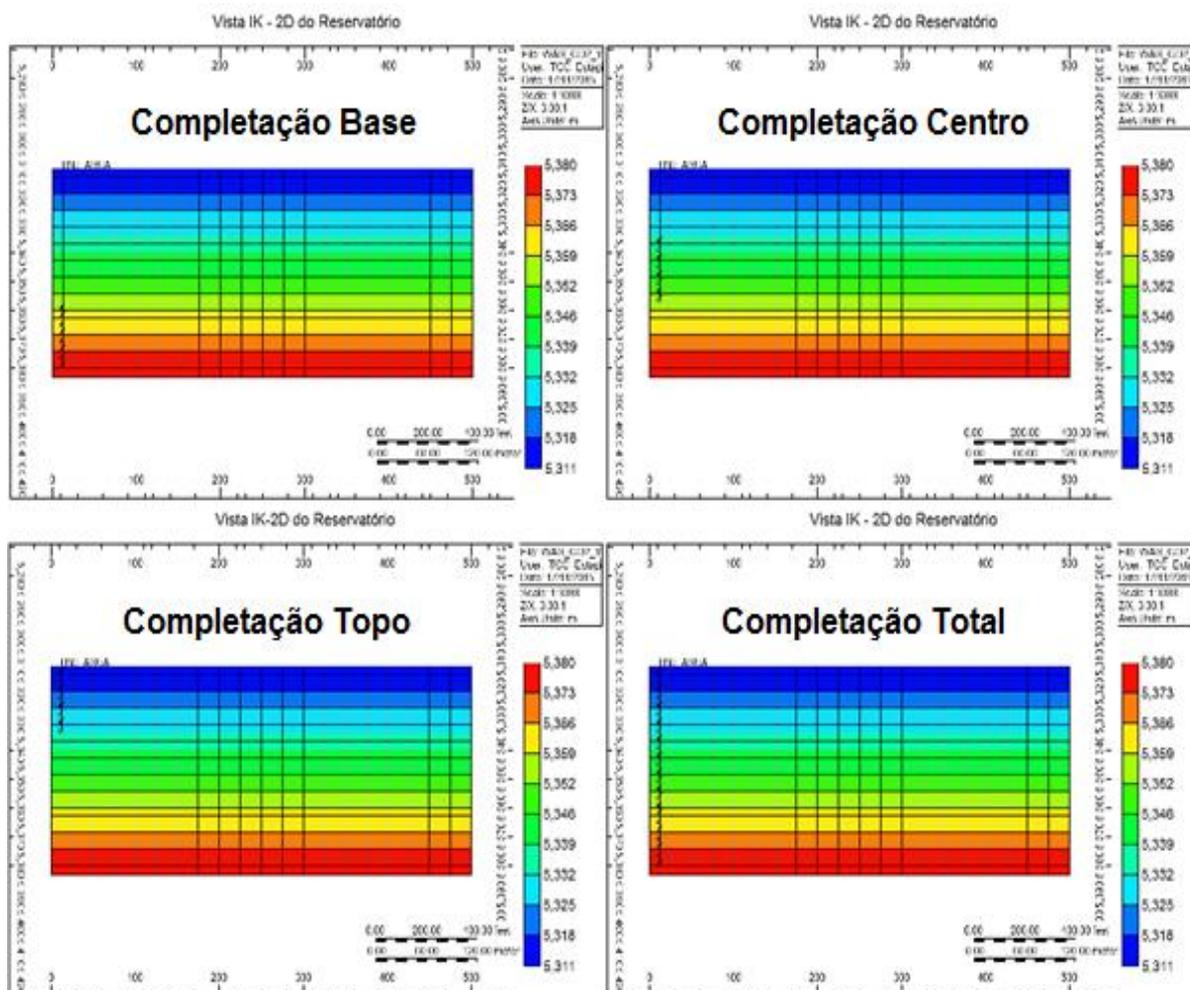
Tabela 3.5: Condições operacionais dos poços injetores e produtor adotadas nos processos simulados.

Pressão mínima no poço produtor (psi) (kPa)	6.000 (41.368)
Vazão máxima de líquidos no poço produtor (m ³ std /d)	2000
Completação no poço produtor	Total
Pressão máxima nos poços injetores (psi) (kPa)	11.000 (75.842)
Vazões máximas no poço injetor de água (m ³ std /d)	200, 400 e 600
Vazões máximas no poço injetor de CO ₂ (m ³ std /d)	50.000, 75.000 e 100.000
Completações nos poços injetores	Total, topo, centro e base
Malha utilizada	¼ 5 spot invertido
Pressão de saturação (psi)	5598,65
Tempo de projeto (anos)	20

Fonte: Do autor.

A Figura 3.9 é uma representação dos diferentes esquemas de completação adotados nos poços injetores durante os processos simulados. Esses esquemas podem ser total, topo, centro ou base. A total é ao longo de toda a zona de óleo, já as outras três representam completações ao longo de pequenos intervalos na espessura da zona de óleo, que foi igualmente dividida. Assim, cada um desses esquemas possui 23 metros de completação. Porém, o poço produtor apresenta um único esquema, a completação total.

Figura 3.9: Representação dos esquemas de completção adotados nos poços injetores nos processos simulados.



Fonte: Do autor.

3.3 Metodologia de Trabalho

Para a realização deste trabalho, foi adotada a seguinte metodologia:

1. Revisão bibliográfica sobre o tema;
2. Caracterização do reservatório;
3. Aspectos operacionais da injeção alternada de água e CO₂ (WAG) como método de recuperação avançada de petróleo;

4. Elaboração do modelo de fluidos através do Winprop da CMG;
5. Modelagem do reservatório através do Builder da CMG;
6. Simulações e obtenção de dados no módulo GEM da CMG:
 - A. Recuperação Primária;
 - B. Injeção de água: Efeitos da completação e da vazão de injeção;
 - C. Injeção de CO₂: Efeitos da completação e da vazão de injeção;
 - D. Injeção alternada de água e CO₂ (WAG): Efeitos da sequência dos fluidos injetados, da completação, do tamanho dos ciclos de injeção e das vazões de injeção.
7. Análise de resultados e discussões;
8. Conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos nas simulações realizadas, bem como as análises e discussões acerca dos diferentes modelos de injeção adotados. Dessa forma, ao analisar principalmente o fator de recuperação de óleo, podem-se determinar os melhores parâmetros operacionais a serem adotados.

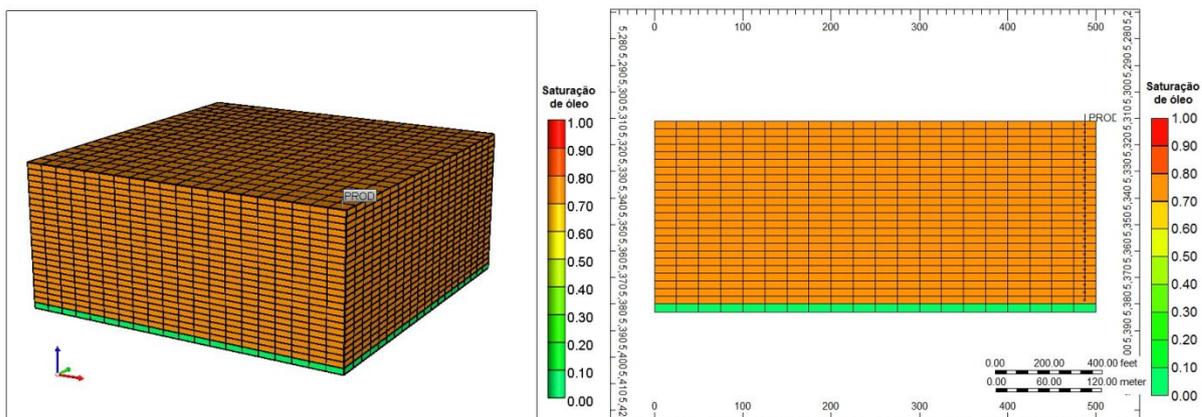
Antes de analisar o método de recuperação especial proposto, Injeção alternada de água e CO₂ (WAG), foram realizados estudos das injeções de ambos os fluidos isoladamente de forma contínua e da recuperação primária. Uma vez realizadas tais análises, pode-se verificar a eficiência do método proposto para esse trabalho, bem como sua superioridade, em termos de recuperação de óleo, sob a injeção contínua de água.

As análises desses métodos foram realizadas por meio de parâmetros como o Fator de recuperação (Fr), Volume poroso injetado (VPI), vazões de injeção e de produção.

4.1 Recuperação Primária

Para analisar a recuperação primária no estudo proposto, foi utilizado um único poço produtor no reservatório. O poço produtor, para todos os casos simulados, foi configurado com uma única completação, a total. Dessa forma, a área aberta ao fluxo é ao longo de toda a espessura da zona de óleo. A Figura 4.1 ilustra a configuração do poço produtor durante este processo simulado. Percebe-se que apenas a última camada não foi completada, pois equivale a zona de água.

Figura 4.1: Vistas 3D e IK do reservatório durante a recuperação primária.

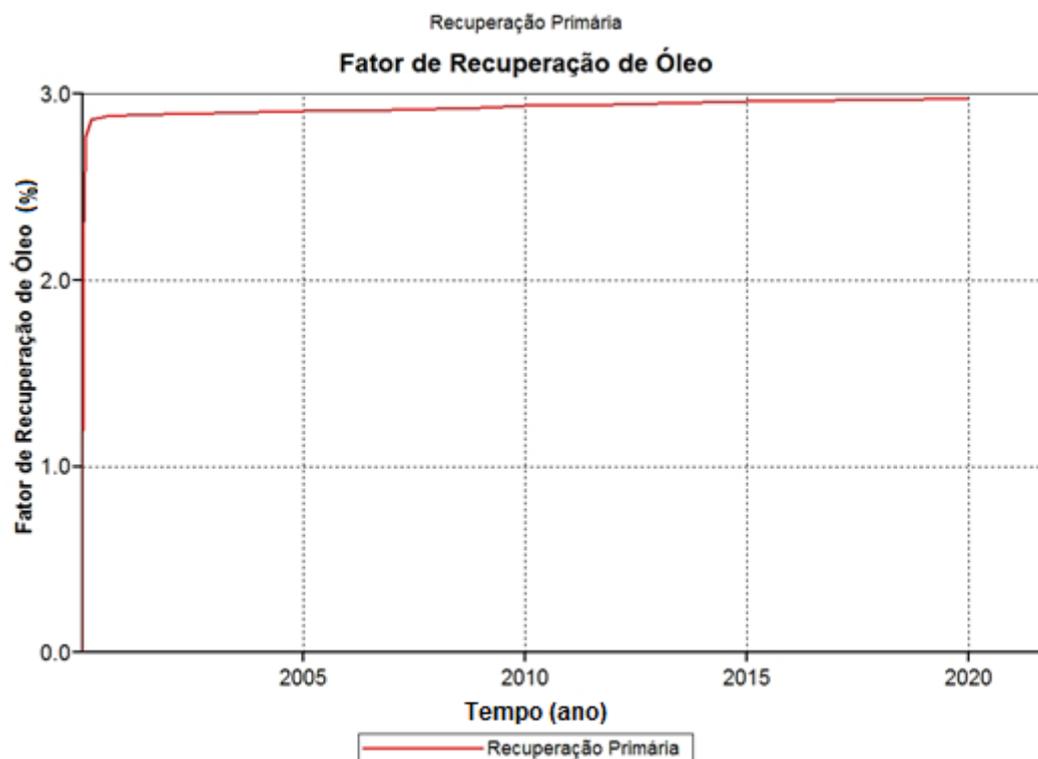


Fonte: Do autor.

Durante as simulações realizadas, foi verificado um esquema de completação mais afastado da zona de água, a fim de se evitar a formação do cone de água. Porém, notou-se que este fenômeno foi pouco atuante no processo, e que o ganho em produção com o aumento da área aberta ao fluxo era superior a produção de água proveniente do cone. Isto pode acontecer devido a vários fatores, mas o que mais influencia, no caso analisado, é o fato da zona de água ser muito pequena em relação à zona de óleo. Dessa forma, resolveu-se permanecer as simulações exclusivamente com a completação total do poço produtor.

A recuperação primária, como era esperada, apresentou uma recuperação muito pequena. Neste caso, onde somente se abriu o poço produtor, foi obtido um fator de recuperação de aproximadamente 3% ao longo dos 20 anos de projeto. A Figura 4.2 mostra o comportamento do fator de recuperação de óleo ao longo do tempo para este tipo de recuperação.

Figura 4.2: Fator de recuperação de óleo através da recuperação primária.



Fonte: Do autor.

Pode-se observar que praticamente toda a recuperação deste método se deu no primeiro ano de produção. Isso porque as dimensões do reservatório são bastante elevadas, e conseqüentemente a diferença de pressão gerada após a abertura do poço produtor só foi suficiente para se produzir um pequeno volume de óleo da região próxima deste poço, o que possivelmente indica que o reservatório está depletando muito rápido.

Este gráfico mostra nitidamente a necessidade de se utilizar um método de recuperação avançada. Tal processo fornecerá energia ou reduzirá os efeitos das forças viscosas e capilares que impedem o fluxo do óleo no meio poroso ao poço produtor, aumentando assim o fator de recuperação.

4.2 Injeção de Água

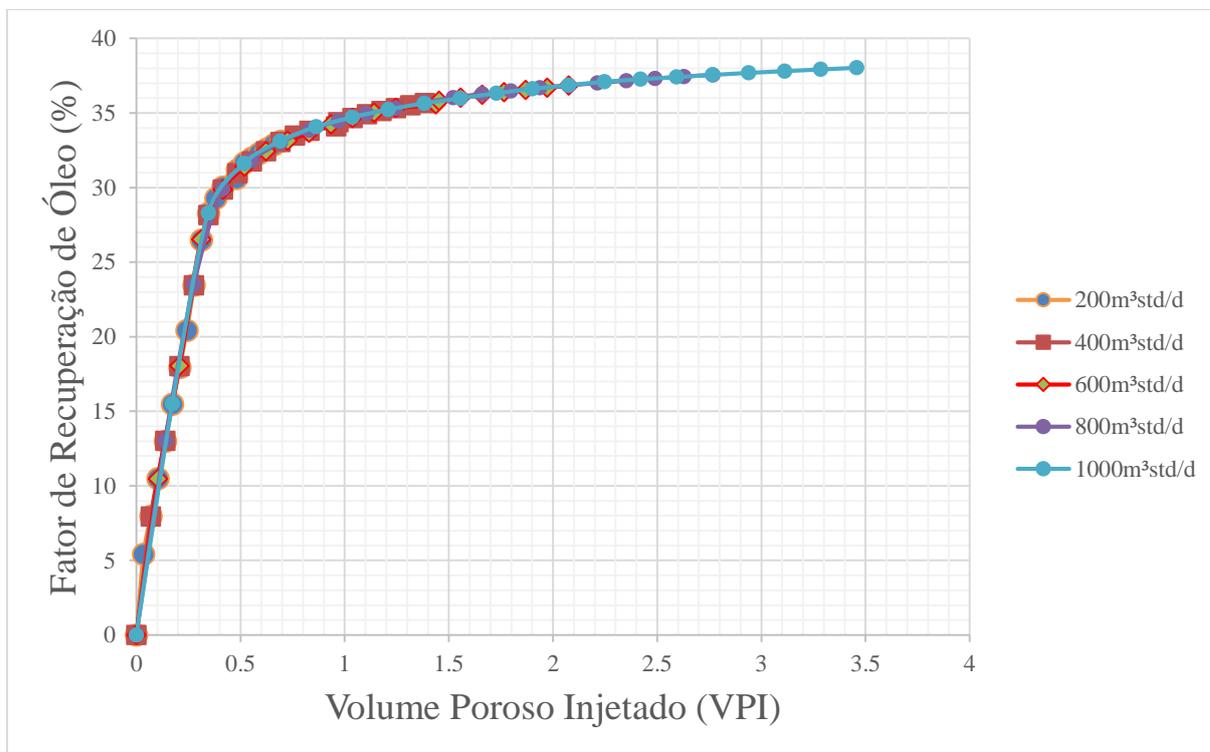
4.2.1 Determinação das vazões de injeção

Com a finalidade de se determinar as vazões de injeção de água a serem analisadas, foi utilizado o Volume Poroso Injetado (VPI) como parâmetro de escolha. Para isso, selecionou-se cinco vazões de injeção: 200 m³std/d, 400 m³std/d, 600 m³std/d, 800 m³std/d e 1000 m³std/d. O VPI é obtido dividindo-se o volume acumulado do fluido injetado nas condições de reservatório, nesse caso o fluido é a água (W_{INJRC}), pelo volume poroso da zona de óleo (V_{PZO}). Dessa forma, submeteu-se o reservatório à injeção de água com diferentes vazões de injeção.

$$VPI = \frac{W_{INJRC}}{V_{PZO}} \quad (8)$$

Com base nos resultados obtidos ao longo das simulações realizadas, foi estabelecido que o VPI limite para este projeto de injeção de água seria de 2,5. Dessa forma, foram selecionadas três vazões de injeção nas condições standard, 200 m³std/d, 400 m³std/d e 600 m³std/d, que representam a menor, a intermediária e a maior de acordo com o limite para o VPI. A Figura 4.3 mostra o comportamento do fator de recuperação à medida que se aumenta o volume de água injetada, em termos de volume poroso do reservatório.

Figura 4.3: Fator de recuperação de óleo em função do volume poroso injetado.



Fonte: Do autor.

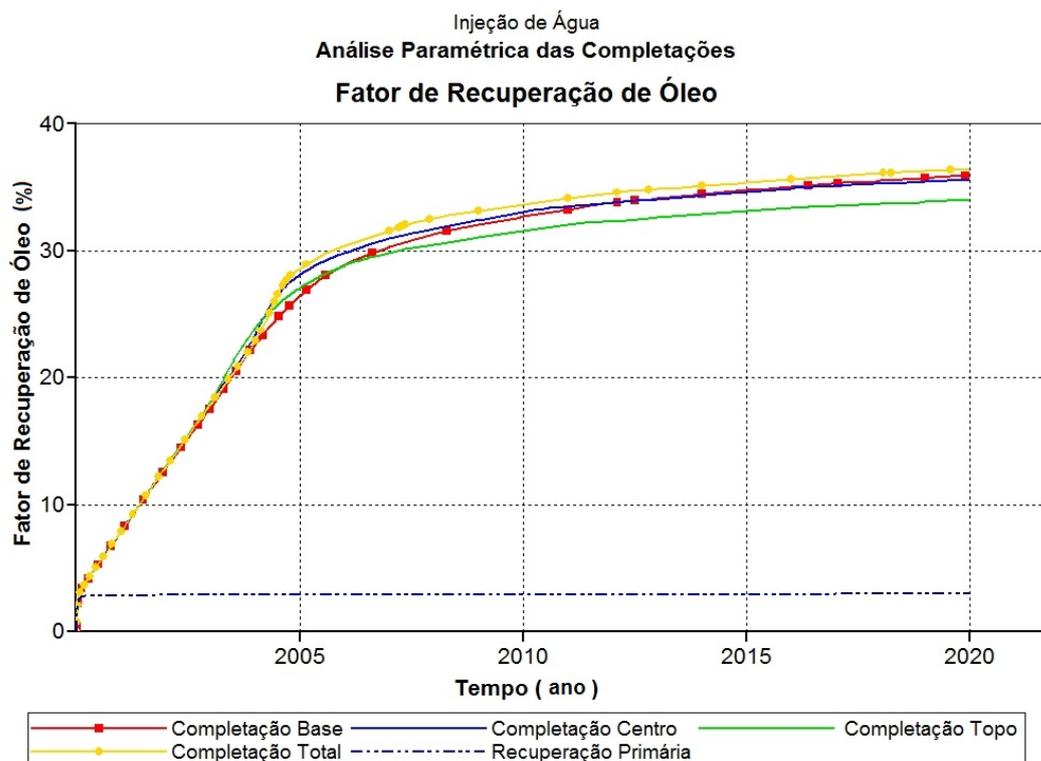
Percebe-se que à medida que se aumenta a vazão de injeção, o volume poroso injetado aumenta na mesma proporção. Porém, nota-se que com o aumento da vazão, o ganho no fator de recuperação não segue a mesma proporção e torna-se cada vez menor. Assim, aumentando-se a vazão de 200 m³std/d para 400 m³std/d, o ganho na recuperação final foi 2,5 pontos percentuais, enquanto que de 400 m³std/d para 600 m³std/d foi de apenas 1,1 ponto percentual.

4.2.2 Análise da completação do poço injetor de água

Nesta etapa, a fim de verificar a influência da completação no fator de recuperação do reservatório analisado, utilizou-se 400 m³std/d como vazão de injeção para as diferentes completações, por esta se tratar de um valor intermediário.

Na Figura 4.4 podem ser vistos os resultados obtidos para o fator de recuperação nas diferentes completações adotadas.

Figura 4.4: Fator de recuperação de óleo durante injeção de água para diferentes completações.



Fonte: Do autor.

Nota-se, a partir da Figura 4.4, que quanto maior a espessura de injeção, maior o fator de recuperação obtido. Dessa forma, o esquema que apresentou a maior recuperação foi a completção total. Contudo, percebe-se também que esquemas com menores custos de completção apresentam fatores de recuperação bem próximos ao obtido com a total, que são os casos da completção base e centro.

Pensando nisso, selecionou-se a completção no centro como o melhor caso analisado, que obteve um fator de recuperação de aproximadamente 36%. Note que além desse esquema apresentar um fator de recuperação bem próximo ao maior, em torno de 36,5% obtido pela completção total, ele ainda gera uma antecipação da produção, embora pequena, em relação à completção na base. Como esperado,

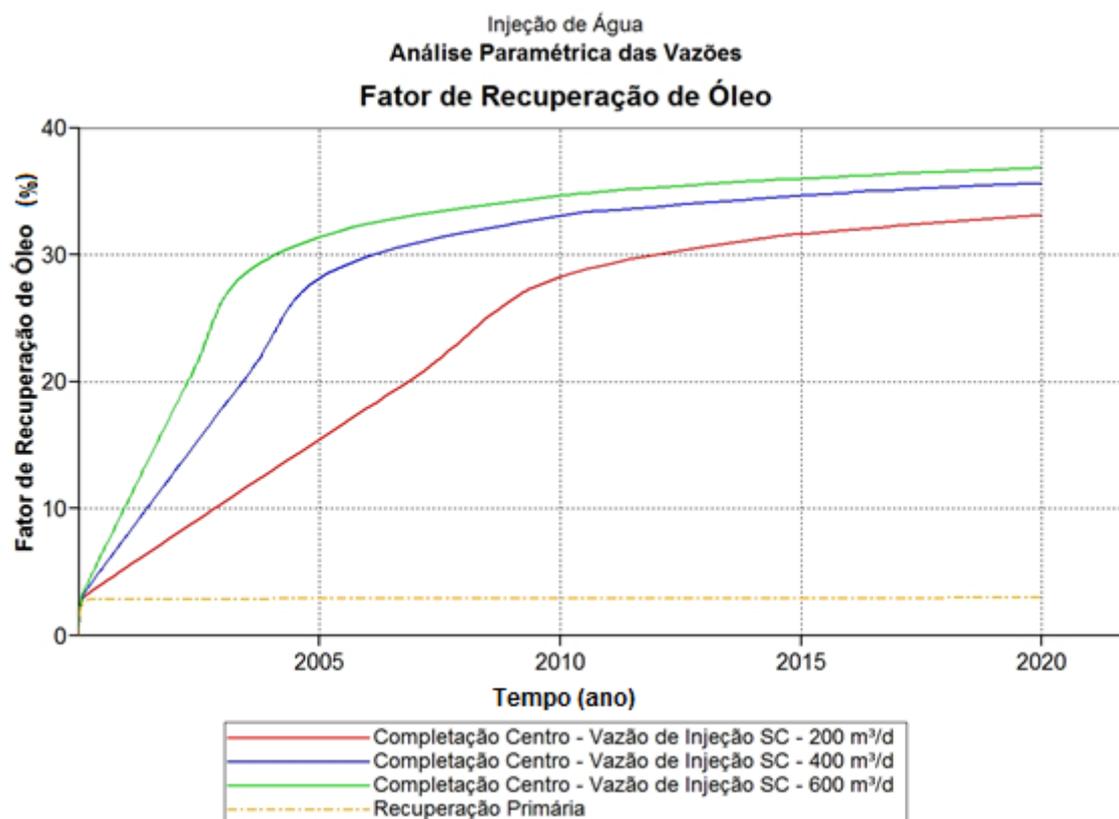
a injeção de água pelo topo se mostrou menos eficaz que as demais, obtendo um fator de recuperação de aproximadamente 34%.

4.2.3 Análise da vazão de injeção de água

Após determinado o melhor esquema de completação do poço injetor, injeção no centro, analisou-se o efeito da vazão de injeção na recuperação de óleo. Nestes casos a injeção de água ocorreu somente no centro. Assim, as vazões de injeção de água de 200 m³std/d, 400 m³std/d e 600 m³std/d, nas condições standard e previamente estabelecidas através do VPI, são os parâmetros a serem analisados.

A Figura 4.5 apresenta os valores obtidos de fator de recuperação para as simulações realizadas, em função das diferentes vazões de injeção de água. Percebe-se a partir deste gráfico, que à medida que a vazão de injeção aumenta a recuperação de óleo também aumenta. Contudo, esse ganho no fator de recuperação torna-se cada vez menor, à medida que se aumentam os valores de vazão.

Figura 4.5: Fator de recuperação de óleo para diferentes vazões de injeção de água.



Fonte: Do autor.

Observa-se na Figura 4.5 que a vazão de injeção de 600 m³std/d de água obteve o maior valor de fator de recuperação, em torno de 37,1%. Em seguida, vem a vazão de 400 m³std/d de água, que obteve um fator de recuperação de aproximadamente 35,7%. A menor vazão de injeção, 200 m³std/d, também obteve a menor recuperação, aproximadamente 33,3%.

Percebe-se também com esta figura que o resultado obtido com a vazão de injeção intermediária foi praticamente o mesmo obtido com a maior vazão. Dessa forma, um estudo de análise econômica deve ser realizado para comprovar a viabilidade econômica de se utilizar uma vazão de injeção dessa ordem, e consequentemente determinar a vazão de injeção ideal.

4.3 Injeção miscível de CO₂

4.3.1 Determinação das vazões de injeção de CO₂

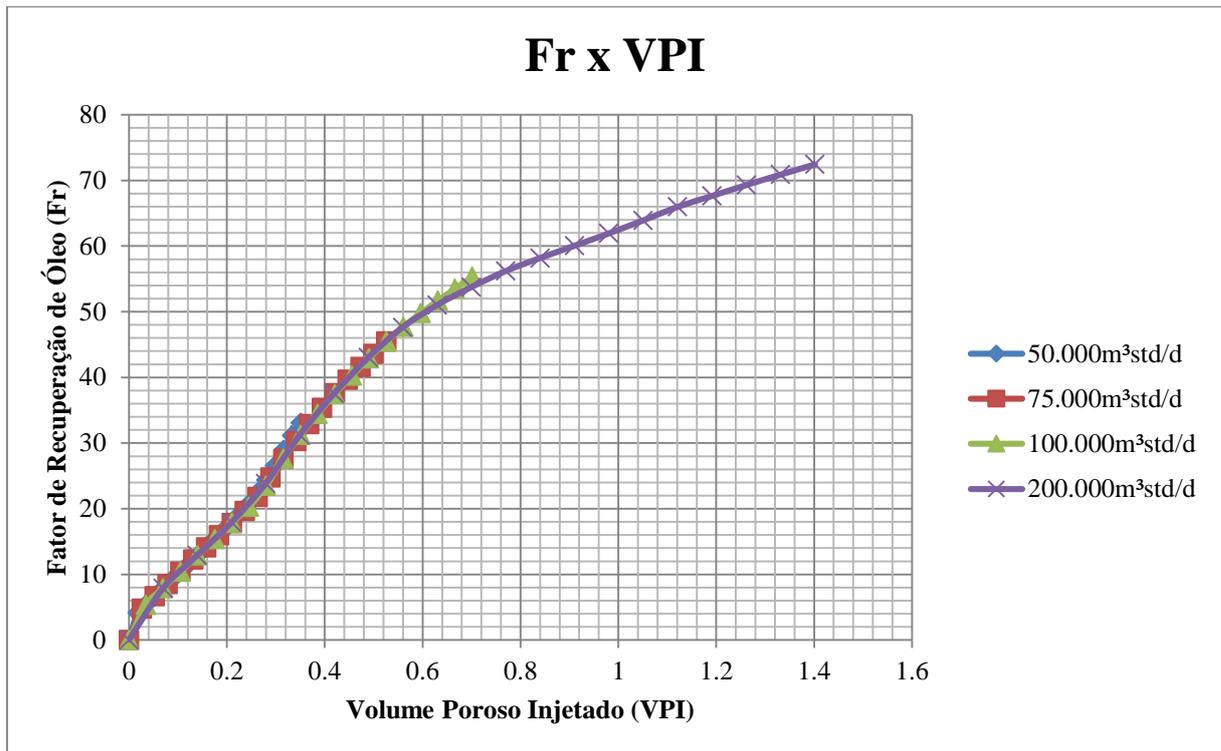
Assim como na injeção de água, a primeira etapa durante as simulações para a injeção de CO₂ foi determinar as vazões de injeção. Para isso, foram utilizados dois parâmetros de análise: o Volume Poroso Injetado (VPI) e a vazão de injeção nas condições de reservatório. Dessa forma, submeteu-se o reservatório a injeção de CO₂ com diferentes vazões de injeção. O VPI, nesse caso para o gás é calculado dividindo-se o volume injetado de gás acumulado nas condições de reservatório ($G_{INJ RC}$) pelo volume poroso da zona de óleo (V_{PZO}).

$$VPI = \frac{G_{INJ RC}}{V_{PZO}} \quad (9)$$

Assim como foi feito na injeção de água, foi estabelecido com base nos resultados obtidos nas simulações que o VPI limite para este projeto de injeção de CO₂ seria de 1,0 e que a vazão de injeção nas condições de reservatório limite seria de 200 m³/d. Dessa forma, foram selecionadas três vazões de injeção nas condições standard, 50.000 m³std/d, 75.000 m³std/d e 100.000 m³std/d. A profundidade, as dimensões do reservatório e conseqüentemente sua pressão de referência são tão elevadas, que as vazões de injeção utilizadas também são elevadas. Isso gera uma enorme redução no volume de CO₂ injetado.

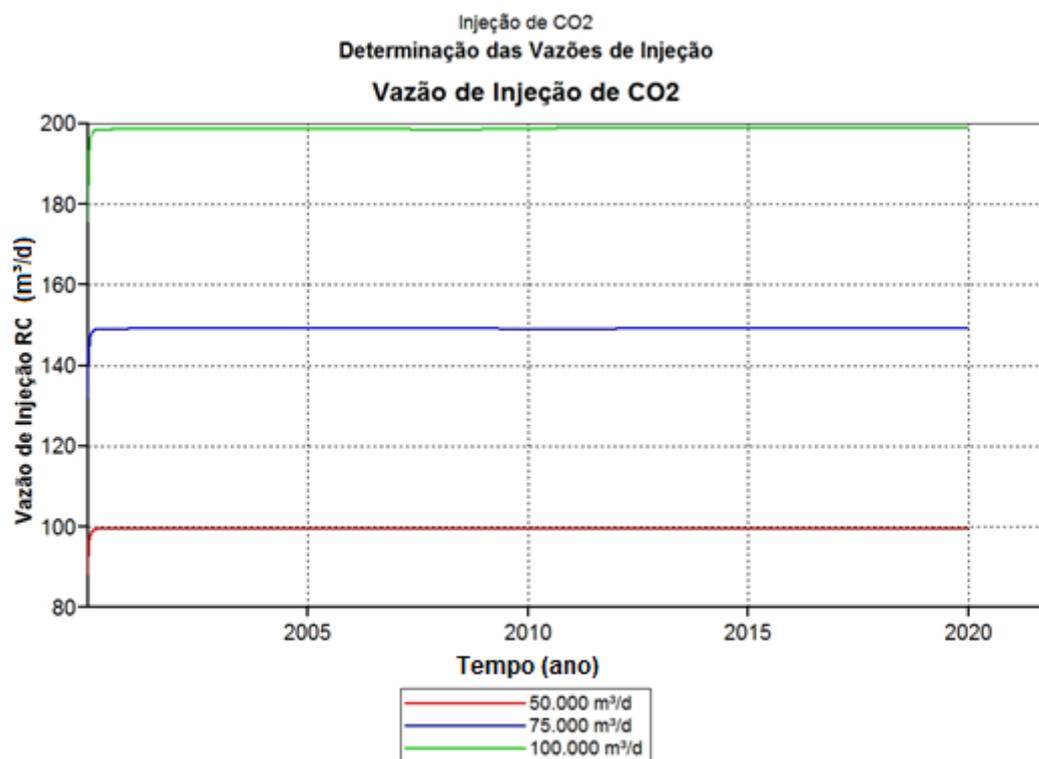
As Figuras 4.6 e 4.7 mostram o comportamento das diferentes vazões de injeção na produtividade do projeto. A primeira, expressa a recuperação de óleo em função do volume poroso injetado. Já a segunda, expressa o quanto de CO₂ é injetado por dia nas condições de reservatório, já que as vazões de injeção são tão elevadas, gera uma grande redução no volume do CO₂ injetado.

Figura 4.6: Fator de Recuperação de óleo em função do Volume Poroso Injetado.



Fonte: Do autor.

Figura 4.7: Vazões de injeção de CO₂ nas condições de reservatório ao longo do tempo de projeto.



Fonte: Do autor.

Analisando a Figura 4.6, percebe-se que quanto maior a vazão de injeção, maior torna-se o fator de recuperação obtido. Em termos de recuperação, a vazão de 100.000 m³std/d apresentou-se mais eficiente que as demais, uma vez que obteve a maior recuperação, em torno de 55%, e o seu ganho em relação às demais vazões foi bem expressivo, em torno de 10 pontos percentuais para a vazão de 75.000 m³std/d e 22 pontos percentuais para a vazão de 50.000 m³std/d.

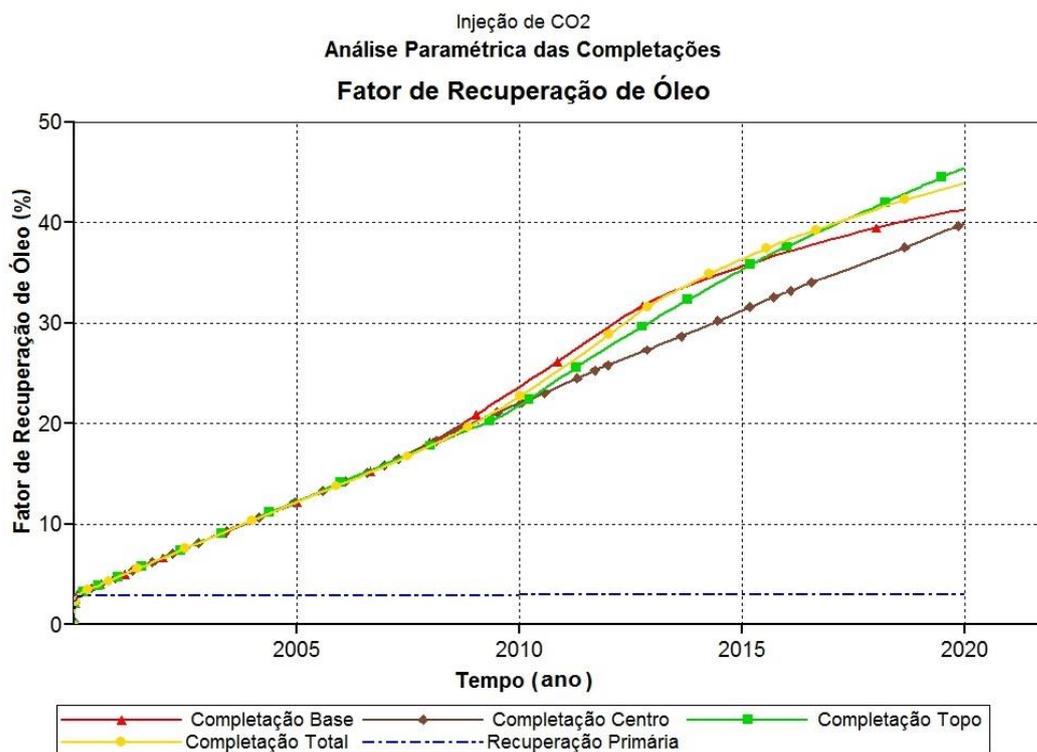
Analisando a Figura 4.7, nota-se a alta compressibilidade do CO₂ diante esses três esquemas de injeção. A menor vazão, 50.000 m³std/d, chegou às condições de reservatório com um volume diário de aproximadamente 100 m³. As vazões de 75.000 m³std/d e 100.000 m³std/d chegaram ao reservatório com volumes diários de aproximadamente 150 m³ e 200 m³, respectivamente. Nota-se que houve uma redução no volume do CO₂ para 0,2%.

4.3.2 Análise da completção do poço injetor de CO₂

Nesta etapa, a fim de verificar a influência da completção no fator de recuperao do reservatório analisado, utilizou-se 75.000 m³std/d como vazão de injeção para as diferentes completções, por esta se tratar de um valor intermediário.

A Figura 4.8 representa os diferentes fatores de recuperao obtidos sob os diferentes esquemas de completção adotados para o poço injetor. Note que, como o esperado, todos os esquemas de completção obtiveram recuperaes bem superiores à recuperao primária.

Figura 4.8: Fator de recuperao de óleo para as diferentes completções adotada.



Fonte: Do autor.

Analisando a recuperao obtida, ainda através da Figura 4.8, percebe-se que, embora a completção total permita injetar o CO₂ ao longo de toda a espessura da zona de óleo, a injeção no topo foi quem apresentou o maior fator de

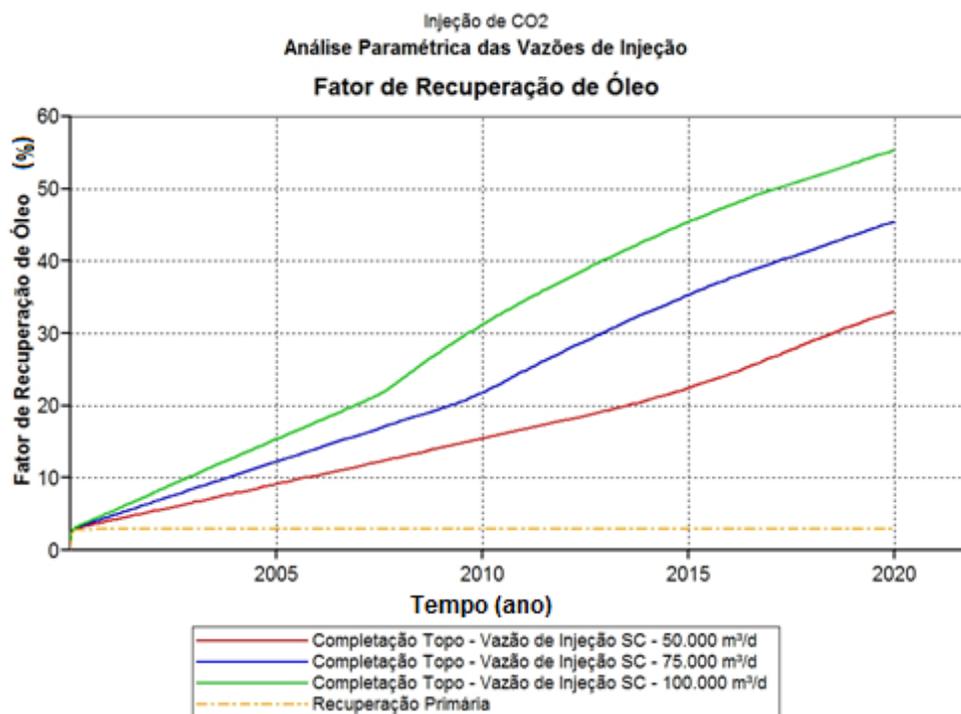
recuperação, em torno de 45%. Isso se deve, principalmente, à condição de injeção que está submetido o CO₂.

Uma vez que as demais completações apresentaram recuperações inferiores, a injeção no topo foi selecionada como o melhor caso analisado.

4.3.3 Análise da vazão de injeção de CO₂

Após determinado o melhor esquema de completação do poço injetor de CO₂, injeção no topo, analisou-se o efeito da vazão de injeção na recuperação de óleo. Nestes casos a injeção de CO₂ ocorreu somente no topo. Assim, as vazões de injeção de 50.000 m³std/d, 75.000 m³std/d e 100.000 m³std/d, nas condições standard e previamente estabelecidas através do VPI e da vazão de injeção nas condições de reservatório, são os parâmetros a serem analisados.

A Figura 4.9 apresenta o estudo das vazões de injeção de CO₂ a partir dos valores obtidos de fator de recuperação. Percebe-se a partir deste gráfico, que à medida que a vazão de injeção aumenta a recuperação de óleo também aumenta, até atingir um valor máximo de aproximadamente 55%, com a vazão de 100.000 m³std/d.

Figura 4.9: Fator de recuperação de óleo para as diferentes vazões de injeção de CO₂.

Fonte: Do autor.

Além disso, note que as curvas não aparentam sinal algum de estabilidade, o que indica que uma vez aumentado o tempo de projeto ou a vazão de injeção, possivelmente pode-se obter melhores respostas ao método empregado.

Pode-se dizer que o melhor caso analisado para a injeção miscível de CO₂, durante o estudo das vazões de injeção de CO₂, foi o que injetou o maior volume, o de 100.000 m³std/d, por meio de uma injeção no topo. Recomenda-se agora realizar uma análise econômica, a fim de quantificar tal esquema e verificar sua viabilidade.

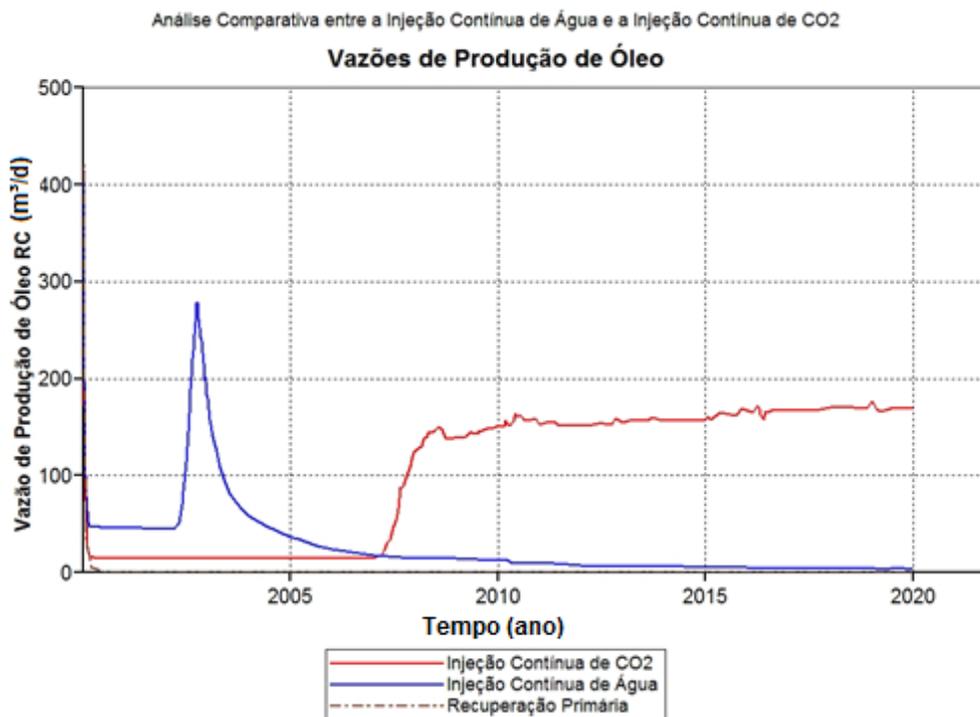
4.4 Análise comparativa entre as injeções de Água e CO₂

Nesta seção é realizada uma análise comparativa entre ambos os métodos de recuperação, a injeção contínua de água e a injeção contínua de CO₂, em seus casos que apresentaram as melhores respostas em termos de recuperação. Assim, para o caso da água, o caso apresentado é para a completação no centro e uma vazão de injeção de 600 m³std/d. Já para o CO₂, o caso apresentado é de

completação no topo e vazão de injeção de 100.000 m³std/d. O objetivo principal desta etapa é analisar o comportamento de cada fluido separado no reservatório, observando principalmente como cada um varre o meio poroso.

A Figura 4.10 representa as vazões de produção de óleo nas condições de reservatório obtidas com os dois métodos de recuperação em questão. Observe que nos anos iniciais, a produção de óleo é maior sob a recuperação de água, enquanto que nos anos finais é a injeção de CO₂ que se apresenta de forma mais eficiente.

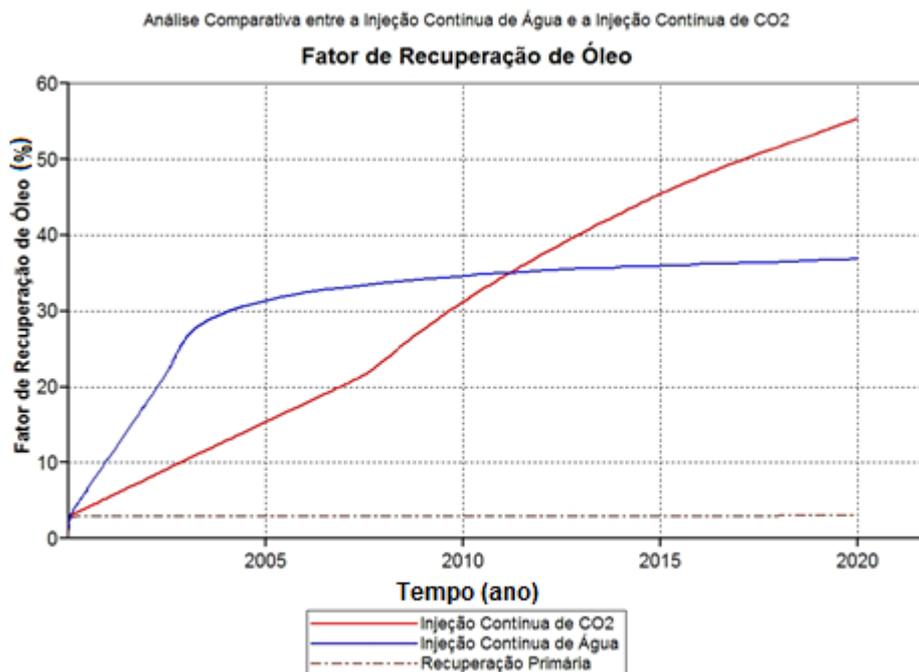
Figura 4.10: Vazões de produção de óleo nas condições de reservatório para a injeção contínua de CO₂ e injeção contínua de água.



Fonte: Do autor.

A Figura 4.11 permite visualizar claramente a superioridade da injeção de CO₂ em relação à injeção de água, em termos de recuperação de petróleo. A curva em vermelho, representando a injeção de CO₂, apresenta um ganho final de recuperação de quase 20 pontos percentuais, em relação à curva azul da injeção de água.

Figura 4.11: Fator de recuperação de óleo para injeção de água e CO₂ injetados separadamente.



Fonte: Do autor.

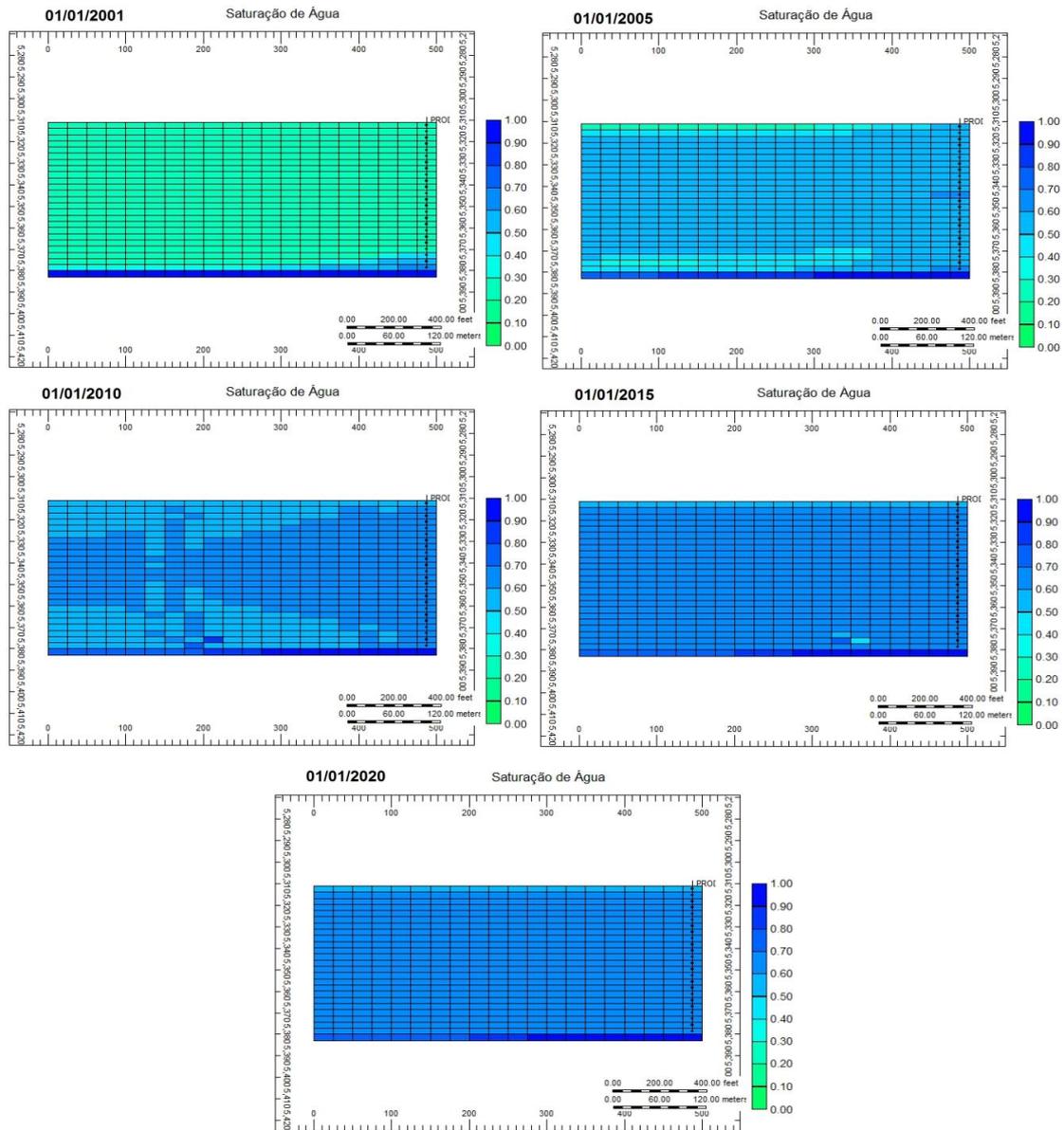
Ainda em relação à Figura 4.11, percebe-se que nem sempre o CO₂ apresentou resultados superiores à água. Durante pouco mais dos 10 anos iniciais, a injeção de água apresentou-se mais eficiente que a de CO₂. De maneira geral, as curvas do fator de recuperação para a água e para o CO₂ apresentam um comportamento complementar, ou seja, enquanto uma tende a aumentar a outra tende a diminuir, e vice-versa. Esse gráfico deixa claro o porquê de se iniciar, no método WAG, com a injeção de água, uma vez que este fluido tem a capacidade de antecipar a produção de óleo.

Esse fenômeno está possivelmente relacionado às eficiências de varrido e de deslocamento que cada fluido apresenta. Entender tais propriedades é fundamental para se realizar uma boa modelagem da injeção alternada destes dois fluidos, já que o objetivo principal do método é agregar as vantagens obtidas com a injeção de ambos os fluidos separados.

Sabendo que a água apresenta uma melhor eficiência de varrido, e que o gás apresenta uma melhor eficiência de deslocamento, pode-se dizer que a água antecipa a produção, pois consegue varrer uma maior região do reservatório. Já o gás, embora retarde a produção em relação à água, este apresenta uma recuperação final maior, pois apresenta uma melhor capacidade de deslocar o óleo por onde passa, deixando assim uma menor saturação de óleo residual que a água.

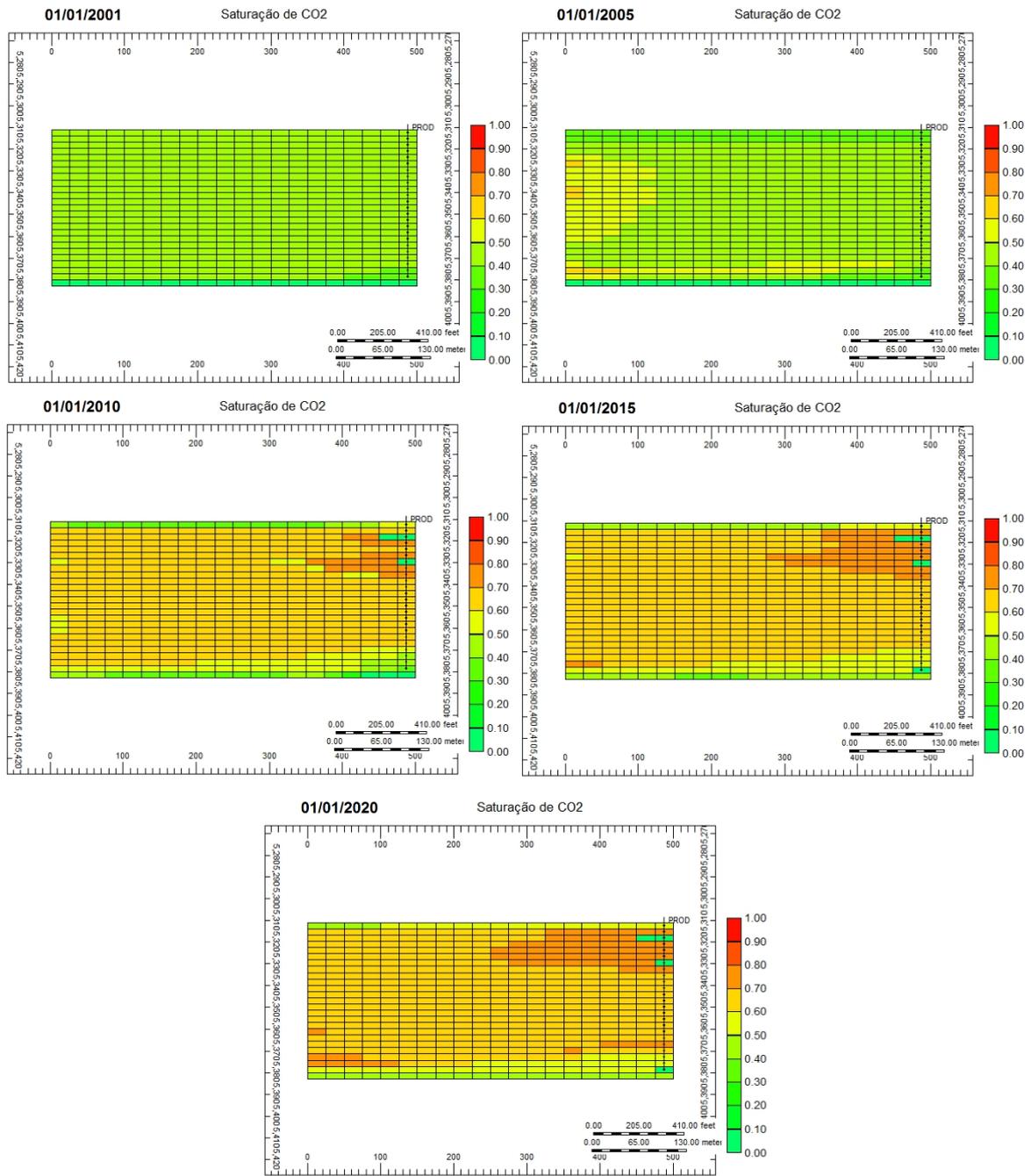
As Figuras 4.12 e 4.13 mostram como se dão o deslocamento destes fluidos injetados, água e CO₂, no meio poroso a fim de se entender melhor como cada um varre o reservatório e conseqüentemente desloca o óleo contido nele. A água, embora injetada apenas no centro, ela apresenta uma elevada eficiência de varrido, o que fica evidente na Figura 4.12, já que o reservatório é totalmente varrido depois dos 20 anos de projeto. No caso do CO₂, nota-se que este fluido possui uma menor capacidade de varrer o reservatório, quando comparado à água. Porém, o CO₂ apresenta uma maior recuperação de óleo, devido a sua elevada eficiência de deslocamento.

Figura 4.12: Saturação de água no reservatório para cinco diferentes tempos de injeção de água.



Fonte: Do autor.

Figura 4.13: Saturação de gás no reservatório para cinco diferentes tempos de injeção de CO₂.



Fonte: Do autor.

4.5 Injeção Alternada de Água e CO₂ – WAG

Nesta seção são mostrados os resultados obtidos a partir das simulações do método WAG-CO₂. Esses resultados foram gerados a partir de análises paramétricas e comparativas, a fim de se determinar as condições operacionais deste método para o reservatório estudado no presente trabalho.

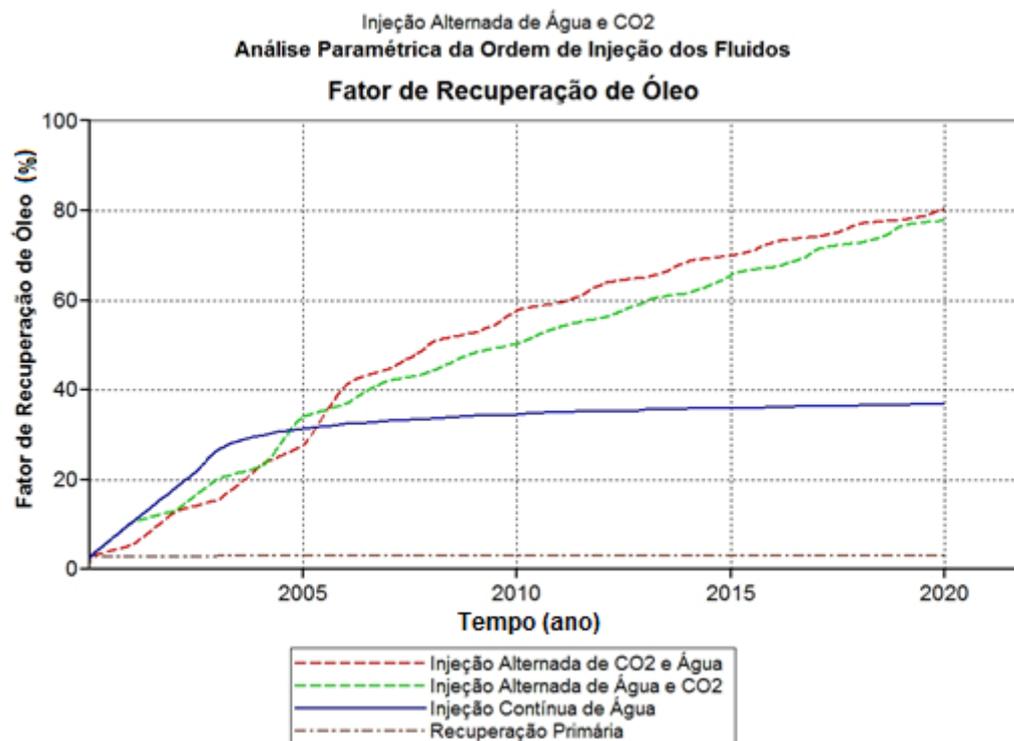
4.5.1 Análise da sequência de injeção dos fluidos

O objetivo desta etapa é definir qual fluido deve ser injetado primeiro, a fim de se obter as melhores respostas em termos de recuperação de óleo. Essa escolha não pode ser realizada de forma aleatória, uma vez que cada fluido injetado apresenta características específicas no meio poroso.

Portanto, procedeu-se essa análise a partir das vazões de injeção de água e CO₂ de 600 m³std/d e 100.000 m³std/d, respectivamente, por estas se tratarem dos maiores valores. O intervalo de alternância entre os bancos adotado foi o de 1 ano.

A Figura 4.14 mostra os resultados obtidos no fator de recuperação de óleo para esta análise. Perceba que assim como esperado, a inversão da ordem dos fluidos de injeção afeta diretamente o fator de recuperação.

Figura 4.14: Fator de recuperação de óleo para diferentes ordens de injeção.



Fonte: Do autor.

Analisando a Figura 4.14 percebe-se que a injeção alternada em ambas as situações de injeção apresentou uma resposta melhor do que a injeção contínua de água. Partindo da premissa que antecipar a produção é um dos fatores primordiais na análise de um projeto de recuperação, e que a diferença na recuperação final de óleo entre os dois esquemas de injeção alternada é pequena, aproximadamente 2 pontos percentuais, selecionou-se a água como primeiro injetado.

4.5.2 Análise da completção dos poços injetores de água e CO₂

O segundo parâmetro a ser analisado para o método WAG é a completção. Nesta etapa será estudada a influência da profundidade de injeção de cada fluido no fator de recuperação.

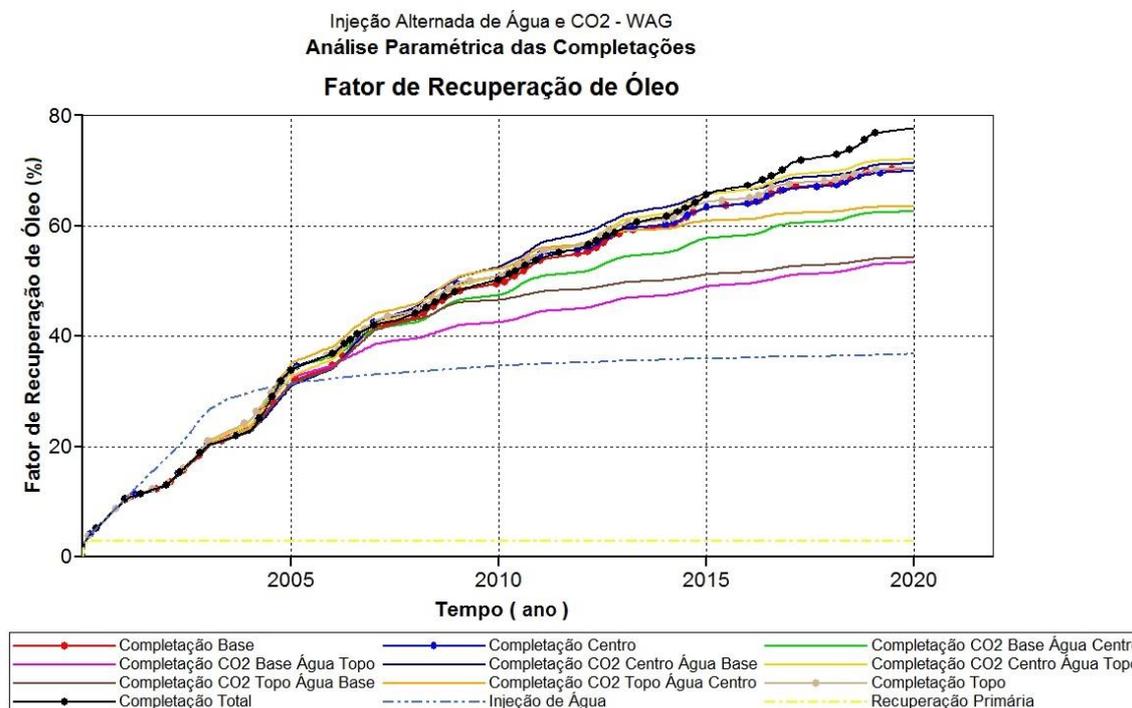
Esta análise paramétrica tem o objetivo de determinar o melhor esquema de injeção a ser adotado nas seguintes simulações do método proposto. Os dez esquemas de completção selecionados para este estudo foram:

- Água e CO₂ total, ou seja, ambos em toda a espessura da zona de óleo;
- Água e CO₂ na base;
- Água e CO₂ no centro;
- Água e CO₂ no topo;
- Água na base e CO₂ no centro;
- Água na base e CO₂ no topo;
- Água no centro e CO₂ na base;
- Água no centro e CO₂ no topo;
- Água no topo e CO₂ na base;
- Água no topo e CO₂ no centro.

Para tal análise, foram utilizadas vazões de injeção de água e CO₂ de 600 m³std/d e 100.000 m³std/d, respectivamente, por estas se tratarem dos maiores valores. O intervalo de alternância entre os bancos adotado foi o de 1 ano.

A Figura 4.15 mostra os resultados obtidos no fator de recuperação de óleo para esta análise das completações. Vale destacar a presença do caso analisado para a injeção contínua de água que apresentou a melhor resposta em termos de recuperação, com uma completação no centro e uma vazão de 600 m³std/d.

Figura 4.15: Fator de recuperação de óleo para diferentes esquemas de completção dos poços injetores.



Fonte: Do autor.

Analisando a Figura 4.15 pode-se visualizar a ampla superioridade da injeção alternada diante a injeção contínua de água para a análise atual. Além disso, percebe-se que os casos em que se injetaram os fluidos em profundidades diferentes apresentaram os menores resultados no fator de recuperação.

Portanto, dentre todos os casos analisados, os que se injetaram ambos os fluidos com o mesmo intervalo de completção apresentaram as melhores recuperações de óleo. E a melhor resposta foi obtida com a completção total, apresentando um fator de recuperação final de aproximadamente 77%.

4.5.3 Análise do tamanho dos ciclos de injeção

Uma vez já definidos a ordem dos fluidos injetados e o intervalo de completção dos poços injetores, deve-se agora analisar a influência do tamanho dos ciclos de injeção do WAG-CO₂ no fator de recuperação.

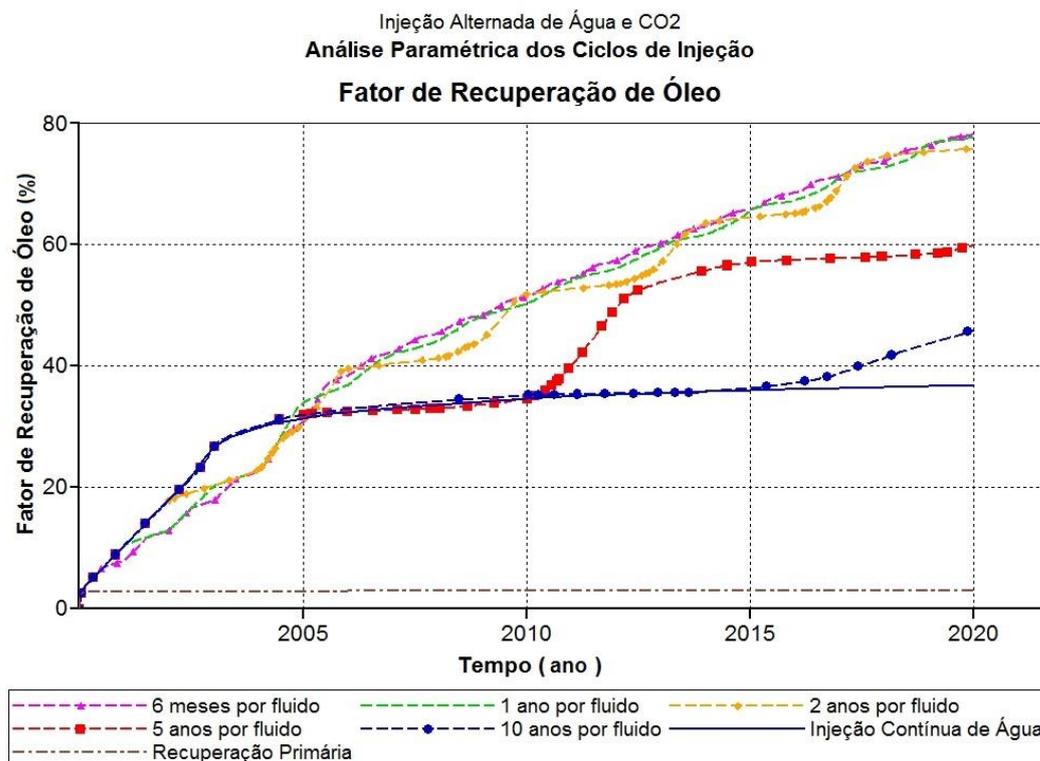
Esta etapa tem o objetivo de determinar o tamanho ideal dos ciclos de injeção a serem adotados nas seguintes simulações do método proposto. Os tamanhos de ciclo adotados para este estudo foram:

- 6 meses por fluido;
- 1 ano por fluido;
- 2 anos por fluido;
- 5 anos por fluido;
- 10 anos por fluido.

Para tal análise, foram utilizadas vazões de injeção de água e CO₂ de 600 m³std/d e 100.000 m³std/d, respectivamente, por estas se tratarem dos maiores valores.

A Figura 4.16 mostra os resultados obtidos no fator de recuperação de óleo para esta análise do tamanho dos ciclos de injeção. Essa figura permite visualizar que a injeção de água gera uma antecipação na recuperação. E quanto maior o tamanho desse ciclo, maior a recuperação de petróleo nesses anos iniciais. Nota-se que até os 5 primeiros anos, o ciclo de injeção que se mostra mais eficiente é o de 10 anos. Vale lembrar que em todos os casos o primeiro fluido a ser injetado é a água.

Figura 4.16: Fator de recuperação de óleo para diferentes tamanhos de ciclos de injeção.



Fonte: Do autor.

Pensando então na obtenção de uma maior recuperação final de petróleo, aliada a uma antecipação na produção, os três melhores casos analisados são para os ciclos de 6 meses, 1 ano e 2 anos. Porém, como a recuperação obtida pelos dois menores ciclos comentados anteriormente foi bem semelhante ao longo do tempo, se decidiu por selecionar o ciclo de 1 ano, que apresentou um fator de recuperação de aproximadamente 78%. O que pesou na escolha deste ciclo foi à questão operacional, já que para este caso a quantidade abertura e fechamento de poços é menor.

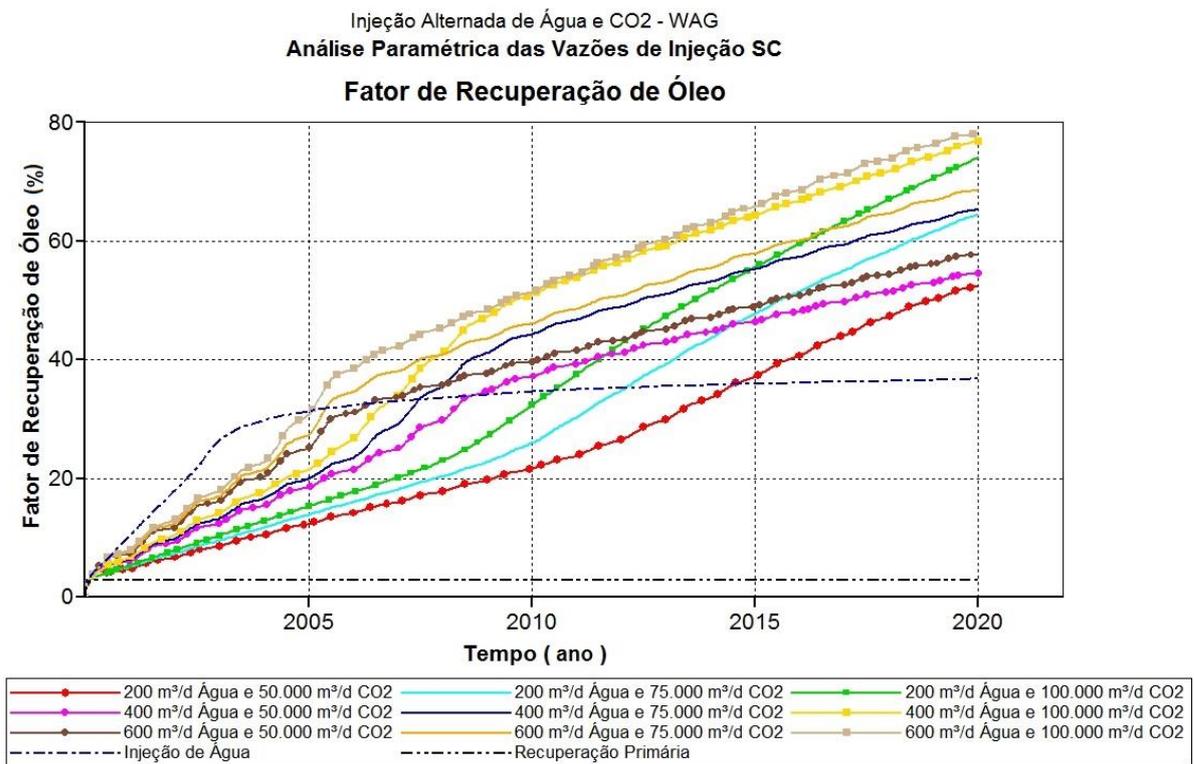
4.5.4 Análise das vazões de injeção de água e CO₂

O último parâmetro operacional a ser definido para o método WAG-CO₂ é a vazão de injeção de cada fluido. Nesta etapa, depois de serem definidas, a ordem de injeção, completação dos poços injetores e tamanho dos ciclos, é realizada uma

análise para se determinar a vazão ideal de injeção de cada fluido a ser utilizada neste reservatório, sob essas condições já definidas.

A Figura 4.17 mostra os resultados obtidos no fator de recuperação de óleo para esta análise da vazão de injeção. Embora saibamos que a água injetada inicialmente promove uma antecipação na produção, é o CO₂ o principal fluido responsável pelas elevadas recuperações de petróleo.

Figura 4.17: Fator de recuperação de óleo para diferentes vazões de injeção.



Fonte: Do autor.

A Figura 4.17 mostra que as melhores respostas em termos de recuperação final são dadas quando se injeta 100.000 m³std/d de CO₂, ou seja, a maior vazão para este fluido. Note que as nove curvas tendem a se unirem em três grupos à medida que se aproximam do tempo final de produção. Esses grupos são formados em função da vazão de CO₂, ou seja, o primeiro grupo e que apresenta a menor recuperação, por exemplo, representa a menor vazão, 50.000 m³std/d. Nele se

encontram três curvas que são para as três vazões de água, 200 m³std/d, 400 m³std/d e 600 m³std/d. Quanto maior essa vazão, maior o fator de recuperação nos primeiros anos de projeto. O segundo grupo, por sua vez, já apresenta um ganho maior em recuperação em relação ao grupo anterior, e assim acontece o mesmo para o terceiro grupo.

Percebe-se então, de acordo com a Figura 4.17, que as melhores respostas foram obtidas para as seguintes injeções de água e CO₂, respectivamente e em ordem crescente em termos de fator de recuperação: 200 m³std/d e 100.000 m³std/d; 400 m³std/d e 100.000 m³std/d; e 600 m³std/d e 100.000 m³std/d.

Portanto, levando em consideração os resultados analisados na Figura 4.17 e a economicidade do projeto de injeção, as vazões selecionadas por apresentarem as melhores respostas no reservatório estudado foram 400 m³std/d de água e 100.000 m³std/d de CO₂. Embora esta não tenha apresentado o maior fator de recuperação ao fim dos 20 anos de projeto, sua resposta foi a segunda melhor, apresentando uma diferença de pouco mais de 1 ponto percentual. O volume de água injetado, neste caso é aproximadamente 30% menor que o melhor caso. O fator de recuperação obtido para este esquema selecionado foi de 76,7%.

Observa-se que a resposta final obtida com as vazões de 200 m³std/d de água e 100.000 m³std/d de CO₂ para o fator de recuperação foi à mesma para as vazões selecionadas, 400 m³std/d de água e 100.000 m³std/d de CO₂. Contudo, este esquema de injeção, mesmo sendo mais econômico, não apresentou uma antecipação da produção como no caso selecionado. Pode-se observar que nos 10 primeiros anos, sua recuperação se apresentou muito baixa, o que inviabilizou sua escolha como a melhor.

4.6 Análise comparativa entre o WAG-CO₂ e a injeção de água

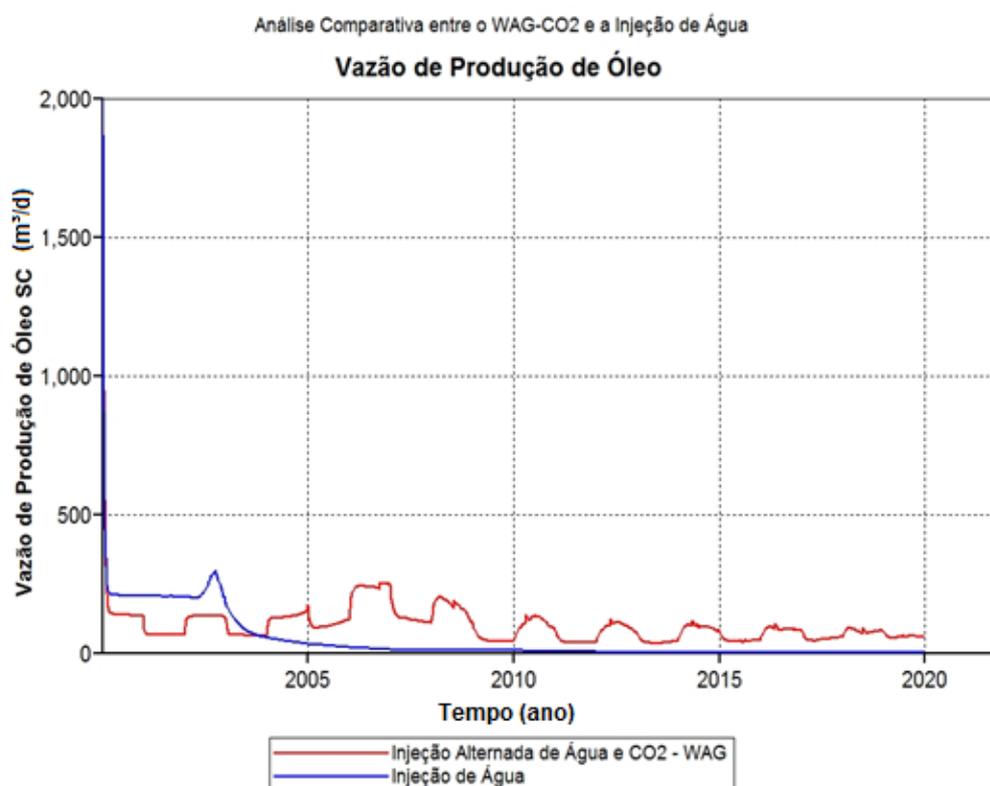
Depois de realizadas todas as análises paramétricas, é apresentada nesta etapa uma comparação entre os melhores casos do WAG-CO₂ e da injeção de água. O objetivo desta seção é verificar se realmente o WAG consegue promover a união das vantagens obtidas com a injeção dos fluidos separadamente, em um único

processo e assim aumentar a recuperação de óleo em relação à injeção contínua de água.

Os resultados aqui apresentados por esta análise comparativa foram os melhores obtidos por cada método. Assim, para a injeção de água foi utilizada a completação no centro e uma vazão contínua de água de 600 m³std/d. No caso do WAG-CO₂ foi utilizada a água como primeiro fluido injetado, completação total, ciclos de injeção de 1 ano por fluido e vazões de 400 m³std/d de água e 100.000 m³std/d de CO₂.

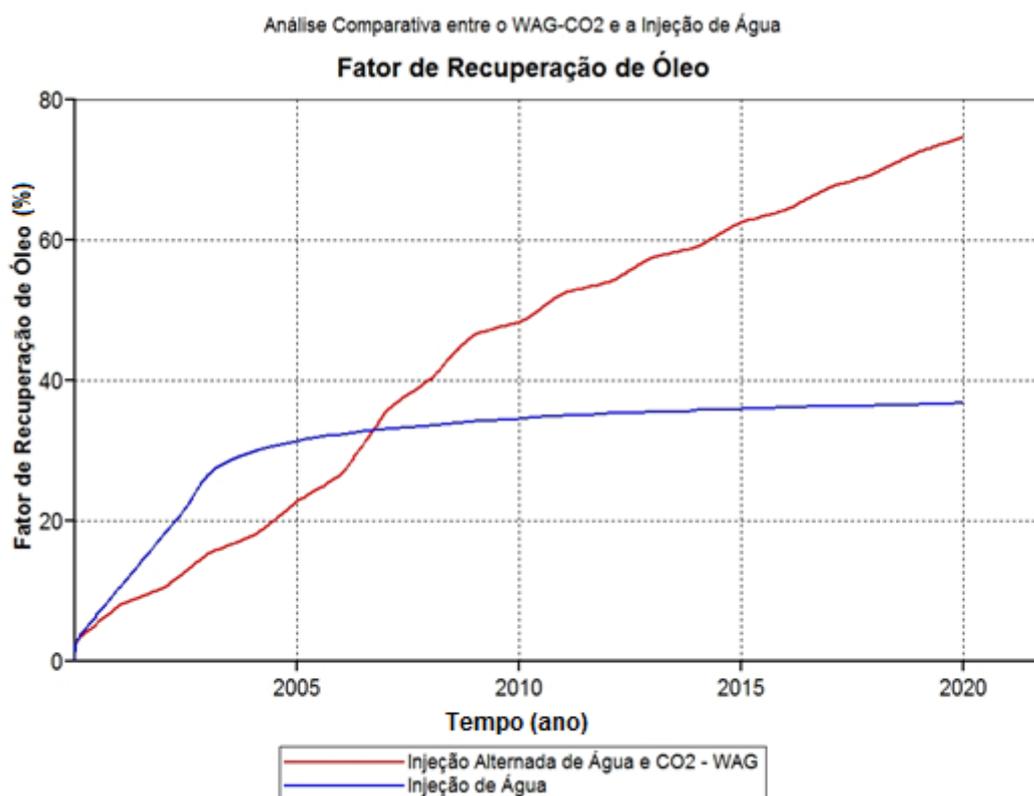
As Figuras 4.18 e 4.19 mostram a superioridade do WAG em relação à injeção de água em termos de recuperação de óleo, a partir da vazão de produção de óleo SC e do fator de recuperação. Contudo, verifica-se também que, como esperado, nos anos iniciais, a recuperação de óleo é maior através da injeção de água.

Figura 4.18: Análise comparativa da Vazão de Produção de óleo nas condições standard entre o WAG-CO₂ e a injeção de água.



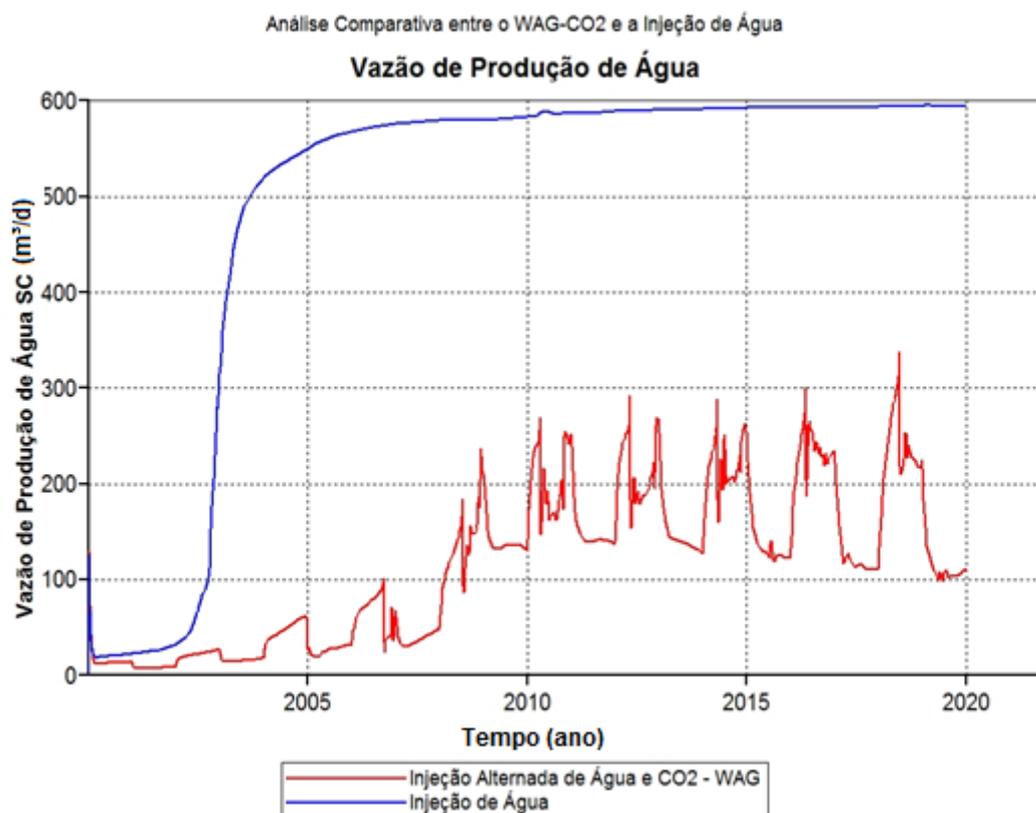
Fonte: Do autor.

Figura 4.19: Análise comparativa do Fator de Recuperação de óleo entre o WAG-CO₂ e a injeção de água.



A Figura 4.20 ilustra as vazões de produção de água nas condições standard para os melhores resultados obtidos pelo processo WAG-CO₂ e pela injeção contínua de água. Observa-se o quão inferior torna-se o volume de água produzida uma vez utilizada à injeção alternada. Conseqüentemente, os custos com o tratamento da água produzida, o volume necessário de água para a recuperação de óleo tornam-se menores e os impactos ambientais tornam-se menores.

Figura 4.20: Vazão de produção de água para os melhores casos do processo WAG-CO₂ e da injeção contínua de água.



Fonte: Do autor.

Sabe-se que os impactos gerados pela indústria ao meio ambiente pelo descarte de fluidos são muitas vezes irreversíveis. É visto com frequência empresas sendo multadas ou acionadas na justiça por terem afetado negativamente alguma região. Pensando nisso, o método proposto permite reduzir drasticamente a produção de água dos reservatórios, como é visto na Figura 4.20, de forma que se consegue reduzir os custos com o seu tratamento, ao mesmo tempo em que se evita o seu descarte elevado no meio ambiente, já que parte desta água será reutilizada para injeção.

Logo, fica evidente com este trabalho que a utilização, não só do método WAG, mas de qualquer método de recuperação de óleo, requer uma análise detalhada e criteriosa, a fim de se obter resultados precisos. Além disso, percebe-se o quão influente se apresentaram os parâmetros operacionais na recuperação petróleo.

Vale ressaltar também, que o método WAG por se tratar de um método de recuperação especial complexo, os resultados aqui obtidos são específicos para as características do reservatório e dos fluidos analisados por este trabalho. Dessa forma, não se pode afirmar se os mesmos resultados, encontrados por este trabalho, serão os mesmos obtidos para condições analisadas totalmente diferentes.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões

Neste capítulo, são apresentadas as principais conclusões obtidas a partir das simulações realizadas durante este trabalho. Pode-se verificar que, para este modelo de reservatório e de fluido analisados,

- A água, quando injetada no reservatório estudado, por apresentar uma melhor eficiência de varrido, apresentou-se como fluido responsável pela antecipação da produção de óleo.
- O CO₂, quando injetado no reservatório analisado, por apresentar maior eficiência de deslocamento, apresentou-se como fluido responsável pela recuperação dos maiores volumes de óleo em relação à água, pois é capaz de deslocar a fração de óleo não produzido pela injeção de água.
- A injeção contínua de CO₂ obteve melhores respostas, do ponto de vista de recuperação de petróleo, que a injeção contínua de água. A diferença entre o melhor caso da injeção de CO₂ e o melhor caso da injeção de água foi de quase 20%.
- O método WAG-CO₂ apresentou-se de maneira bastante eficaz para o reservatório proposto. Além de mostrar elevada superioridade à injeção contínua de água, onde a diferença entre os melhores casos de cada método foi de aproximadamente 38 pontos percentuais, ele se mostrou capaz de unir as vantagens obtidas com a injeção dos dois fluidos separados.
- O método WAG-CO₂ obteve elevados fatores de recuperação durante todo o projeto de injeção devido a ordem de fluidos adotada. A água, injetada primeiro, por possuir elevada eficiência de varrido, promoveu elevadas recuperações nos anos iniciais, pois rapidamente conseguia varrer o reservatório, promovendo assim a antecipação na produção. O CO₂, injetado em seguida, promoveu elevadas recuperações nos anos finais, devido a sua elevada eficiência de deslocamento e ao tempo em que este fluido injetado

interagia com o óleo do reservatório, promovendo assim maior facilidade ao escoamento do mesmo.

- As melhores condições operacionais do WAG-CO₂ para o estudo realizado são: Completação total, vazão de água de 400 m³std/d e de CO₂ de 100.000 m³std/d, água como primeiro fluido injetado e ciclos de injeção de 1 ano por fluido.
- As melhores respostas do método WAG obtiveram um fator de recuperação de quase 80%, certa estabilidade dos poços injetores devido a abertura e fechamento de poços se comparado a outro caso com ciclo de injeção menor e recuperação nos primeiros anos maior que para grande parte dos casos analisados.
- Todos os parâmetros analisados apresentaram fundamental importância na recuperação final de óleo, pois se mostraram bastante atuantes nos resultados encontrados. Foram eles: completações dos poços injetores, tipo de fluido injetado, vazões de injeção, tempo de alternância entre os bancos injetados e ordem dos fluidos injetados.
- Para o método WAG, a vazão de CO₂ e o tempo de alternância entre os bancos, foram os parâmetros que se mostraram mais atuantes no fator de recuperação para os casos estudados por este trabalho. Isso porque nota-se a elevada sensibilidade do fator de recuperação em relação a estes parâmetros.
- A injeção contínua de água apresentou uma produção diária de água bem superior à do WAG, de forma que seus custos com o tratamento deste fluido são superiores.
- Com base nas curvas de vazão de produção de água da figura 4.20, percebe-se que o método WAG apresenta produções diárias de água bem inferiores às obtidas com a injeção contínua de água. Isso impacta diretamente nos custos do projeto, já que esta água produzida deve passar por um rigoroso tratamento antes de ser reutilizada ou descartada ao meio ambiente.
- Quanto ao descarte ao meio ambiente, se a produção de água é menor, o descarte provavelmente também será menor. Isso reduz os impactos ambientais causados por estes campos de petróleo, já que se sabe que em

muitos casos essa água produzida possui elevados teores de contaminantes, como metais pesados.

5.2 Recomendações

Neste capítulo são apresentadas as principais recomendações para trabalhos futuros. Dessa forma, recomenda-se que:

- Seja realizada uma detalhada análise de viabilidade econômica e operacional, a fim de verificar a possibilidade de utilização de tais parâmetros estudados em campo.
- Seja realizado um estudo do processo de tratamento e compressão do CO₂ injetado, de forma que se possa verificar se esse pode ser injetado a menor pressão ou a menores vazões, sem que haja perdas significativas de recuperação.
- Seja realizada uma análise da completação do poço produtor, estudando assim esquemas que se possam reduzir a produção de água ao máximo.
- Seja realizada a análise de uma injeção na zona de água, a fim de verificar seus efeitos na recuperação de petróleo.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Produção de gás natural cresce 9,5% em relação a setembro de 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=78231&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1447299823965>. Acesso em Novembro de 2015.

BAUTISTA, E. V. Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD). 2010. 138f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

BATYCKY, R. P.; THIELE, M. R.; COATS, K. H.; GRINDHEIM, A.; PONTING, D.; KILLOUGH, J. E.; SETTARI, T.; THOMAS, L. K.; WALLIS, J.; WATTS, J. W.; WHITSON, C. H. Reservoir simulation. In: LAKE, L. W. Petroleum engineering handbook: reservoir engineering and petrophysics, v.5, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. cap. 17, p. V-1399-V-1478.

BUCHANAN, R.; CARR, T. R. Geologic sequestration of carbon dioxide in Kansas. 2011. Disponível em: <http://www.kgs.ku.edu/Publications/PIC/pic27.html>. Acesso em: novembro de 2015.

CAUDLE, B.H.; DYES, A.B. Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection, Transactions of AIME, 213, 1959, 281-284.

CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. Review of WAG field experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v.4, n.2, p.97-106, 2001.

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

EL PAÍS – Petróleo subirá de 47 a 80 dólares até 2020, projeta a Agência de Energia. Disponível em:

http://brasil.elpais.com/brasil/2015/11/09/economia/1447093252_861686.html.

Acesso em novembro de 2015.

Fatemi, M., Sohrabi, M., “Experimental and Numerical Investigation of the Impact of Design Parameters on the Performance of WAG and SWAG Injection in Water-Wet and Mixed-Wet Systems” SPE 161827, Kuala Lumpur, Malásia, Julho, 2013.

GEOBAU – Entenda o pré-sal. Disponível em: <http://marcosbau.com.br/geobrasil-2/entenda-o-pre-sal/>. Acesso em novembro de 2015.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. Enhanced oil recovery. Richardson: SPE, 1998.

HONG, K. C. Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.

LIGERO; E. L.; SCANAVINI, H. F. A.; SCHIOZER, D. J. CO₂-EOR methods applied in a heterogeneous reservoir with light oil under high pressure and low temperature. In: SPE EUROPEC, 2013, London.

Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., Alvarado, V., “EOR: Current Status and Opportunities”, SPE 130113, SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28, Tulsa, Oklahoma, EUA, Abril, 2010.

MATHIASSEN, O. M., “CO₂ as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potencial on the Norwegian Continental Shelf” 2003. Thesis, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology.

MOGHADAMZADEH, H.; MAGHSOODLOORAD, H.; ZARABPOUR, A.; HEMMATI, A.; SHAHSAVARI, S.; SHAHSAVARI, S. Impact of lumping techniques for fluid characterization in gas condensate reservoir. Australian Journal of Basic and Applied Sciences, v.7, n.1, p.320-333, 2013.

MOORTGAT, J.; FIROOZABADI, A.; LI, Z.; ESPÓSITO, R. Experimental coreflooding and numerical modeling of CO₂ injection with gravity and diffusion effects. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2010, Florence. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference->

paper/SPE-135563-MS?id=conference-paper%2FSPE-135563-MS>. Acesso em: 26 Nov. 2014.

NANGACOVIE, H. L. M. Application of WAG and SWAG injection techniques in Norne E-Segment. 2012. Disponível em: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:589680/FULLTEXT01.pdf>. Acesso em: Novembro de 2015.

PARAFITA, Jofranya Wendyana Alves - Análise Paramétrica do Método de Injeção Alternada de Água e CO₂ (WAG) em Reservatórios de Petróleo, UFRN. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo. Natal-RN, Brasil.

PETROBRAS – Exploração e Produção de Petróleo e Gás. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/?gclid=CLG6p6z3ickCFRQFkQodTGcP-A>. Acesso em Novembro de 2015.

PETROBRAS. Produção no pré-sal bate novo recorde e ultrapassa a barreira de 500 mil barris de petróleo por dia. 2014. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/mais-uma-conquista-no-pre-sal-500-mil-barris-por-dia.htm>. Acesso em: Maio de 2015.

PETROBRAS. Pré-sal. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em maio de 2015.

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.

RODRIGUES, M. A. F. Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado. 2012. 207f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

ROSA A. J.; CARVALHO R. S.; XAVIER J. A. D. “Engenharia de reservatórios de petróleo”, 2006, Editora Interciência, Rio de Janeiro.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; & XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Ed. Interciências: Petrobras. 2ºed. Rio de Janeiro, 2011.

SANTANA, Ana P. S. C. de. Recuperação Suplementar. Apostila do curso de Tecnologia de Petróleo e Gás - 2008.

Scanavini, H.F.A., Ligerio, E.L., Schiozer, D.J., "Metodologia para Ajuste de Equação de Estado para uso na Simulação Composicional de Processos com Injeção de CO₂", 2º Congresso Brasileiro de CO₂ na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 8-10 Abril, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

THOMAS, JOSÉ EDUARDO. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2001. 2ª edição. Interciência: PETROBRAS, 2004, 271p.