



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DO PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**INJEÇÃO DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS
LEVES COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE
BRASILEIRO**

Caroline Suzy do Nascimento Garcia

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

Natal/RN, Maio de 2014

Caroline Suzy do Nascimento Garcia

**INJEÇÃO DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS LEVES
COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte
dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de
Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora – UFRN

Prof Msc. Célio Gurgel Amorim
UFRN

Prof Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho a minha mãe,
Sônia Maria do Nascimento e a
minha avó (in memoriam),
Maria Helena do Nascimento,
que sempre me apoiaram
e me deram o mais puro amor.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que sempre foi meu maior porto seguro, não me deixando desistir nos momentos difíceis, me dando tranquilidade e paz. Agradeço toda a minha vida e realizações a esse Deus tão maravilhoso.

A minha mãe, Sonia Maria do Nascimento, que sempre batalhou para me dar uma excelente educação e, acima de tudo, amor, fazendo que com hoje o sonho de me formar engenheira fosse possível. A minha avó, Maria Helena do Nascimento, não tenho nem palavras pra dizer a sua importância na minha vida.

As minhas tias, tios, primos e primas, por todo o apoio e carinho.

Ao meu namorado, Allyson Maxwell, por todo amor, paz, carinho e a amizade que me fortalece cada dia mais. Suas palavras de incentivo me fizeram acreditar que eu sou capaz e sua paciência comigo sempre me acalma.

Aos meus amigos, que caminharam comigo nessa jornada sempre tirando dúvidas, me fazendo rir nos momentos complicados e sempre me apoiando.

A minha orientadora, Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, por toda a paciência, amizade, tempo a mim dedicado e os ensinamentos que me fizeram crescer cada dia mais.

A **CMG** pela licença do simulador de reservatório concedida.

Ao Programa de Recursos Humanos – 43, da Petrobras pelo apoio financeiro.

Muito Obrigada!

GARCIA, Caroline Suzy - “INJEÇÃO DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS LEVES COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO”.
Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo,
Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

As reservas de petróleo possuem, nas suas descobertas, certa quantidade de energia denominada de energia primária. Ao iniciar a produção, essa energia vai se esgotando. Essa dissipação implica a redução da produtividade dos poços, isto leva a necessidade da utilização de métodos de recuperação suplementar. O processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD) foi desenvolvido visando aumentar o fator de recuperação desse óleo. Esse método consiste em injetar gás (CO₂, metano, etano, propano, nitrogênio, etc.) no topo de um reservatório, aproveitando a segregação gravitacional natural dos fluidos, até um poço produtor horizontal que está na base do reservatório. Para estudar o método de recuperação GAGD foi elaborado um modelo físico que representa um reservatório homogêneo de óleo leve, com características do Nordeste brasileiro, e um modelo de fluido multicomponente. O processo foi simulado no programa comercial GEM da CMG (Computer Modelling Group) em 20 anos de projeto, onde alguns parâmetros operacionais foram analisados como vazão de injeção, completação do poço injetor e tipo de fluido injetado. Os resultados mostraram que a vazão de injeção foi o fator mais influente no incremento do fator de recuperação, apresentando um acréscimo de mais de 40% em relação à recuperação primária, outro resultado relevante foi o fato de que, após a erupção do CO₂, a recuperação se mantém elevada mesmo com uma vazão reduzida e por isso o poço injetor foi fechado no primeiro ano e manteve sua eficiência.

Palavras-chave: drenagem gravitacional assistida por gás; CO₂; simulação.

GARCIA, Caroline Suzy - “INJEÇÃO DE CO₂ EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS LEVES COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO”.
Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo,
Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

ABSTRACT

Oil reserves have certainty amount of energy called primary energy. When the production begins this energy is drained and this dissipation causes the well productivity to reduce and then it is necessary to use supplemental recovery methods. The Gas Assisted Gravity Drainage process (GAGD) was developed to increase the oil recovery factor. This method consists in injecting gas (carbon dioxide, methane, ethane, propane, nitrogen, etc) on the top of the reservoir which is linked to the natural gravitational segregation of the fluids until it reaches an horizontal production well that is located in the basis of the reservoir. To study this recovery method (GAGD), a physical model was created to represent a light and homogeneous oil reservoir with some northeast Brazilian characteristics and a multi-component fluid model. The process was simulated by GEM software from CMG (Computer Modelling Group) in 20 years of project, which some operational parameters were analyzed as injection rate, fluid type and injector well completion. The results demonstrated that the injection rate was the most influential factor considering the increase of the oil recovery factor, rising higher than 40% compared to the primary recovery. Another relevant result was the fact that after carbon dioxide's eruption the recovery stayed high even with the reduction of the injection rate, explaining why the injector well was closed in the first year and it was able to maintain its efficiency.

Keywords Gas Assisted Gravity Drainage, CO₂, simulation

SUMÁRIO

1	Introdução	2
1.1	Objetivos	4
2	Aspectos Teóricos.....	6
2.1	Petróleo.....	6
2.2	Miscibilidade	6
2.3	Métodos de recuperação avançada de Petróleo	7
2.3.1	Métodos Miscíveis	7
2.3.1.1	Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)	8
2.3.1.2	Processo do GAGD.....	9
3	Modelagem do processo	13
3.1	Ferramentas Computacionais	13
3.1.1	Winprop – CMG.....	13
3.1.2	Builder – CMG.....	13
3.1.3	Simulador GEM – CMG	14
3.2	Modelagem do GAGD	14
3.2.1	Modelo de fluido	15
3.2.1.1	Composição	15
3.2.1.2	Permeabilidades Relativas	16
3.2.1.3	Diagrama Pressão versus temperatura	17
3.2.2	Modelo Físico do reservatório.....	17
3.2.2.1	Modelo da malha	17
3.2.2.2	Propriedades do reservatório	19
3.2.3	Modelo de configuração estudado para o GAGD.	19
3.2.4	Descrição dos casos simulados.....	20
4	Resultados e Discussões.....	23
4.1	Modelo Base.....	23
4.2	Análise comparativa do modelo base GAGD com a recuperação primária do reservatório.....	23
4.3	Análise comparativa do modelo com injeção de CO2 e modelo com injeção de água.....	25
4.4	Escolha do melhor cenário	27

5	Conclusões e Recomendações	37
5.1	Conclusões.....	37
5.2	Recomendações	37
6	Bibliografias.....	Erro! Indicador não definido.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo do GAGD	10
Figura 2 - Curva de permeabilidade relativa do sistema água - óleo	16
Figura 3 - Curva de permeabilidade relativa do sistema líquido – gás	16
Figura 4 - Diagrama Pressão versus Temperatura do óleo.....	17
Figura 5 - Dimensões da malha retangular (Vista 3D).....	18
Figura 6 - Modelo de malha homogênea.....	18
Figura 7- Esquema do refinamento da malha e da completação do poço produtor e injetor	20
Figura 8 - 1 Poço Injetor Horizontal	20
Figura 9 - 2 Poços Injetores Verticais	20
Figura 10 - 3 Poços Injetores Verticais	21
Figura 11 - 4 Poços Injetores Verticais	21
Figura 12 - Gráfico comparativo do fator de recuperação do modelo base e o modelo sem injeção de gás.	24
Figura 13 - Vazão de óleo no poço produtor do modelo base e modelo sem injeção de gás.	24
Figura 14 - Fator de recuperação com injeção de água e CO ₂	25
Figura 15 – Fração Molar do C ₂₀₊ com injeção de CO ₂ a uma vazão de 3000m ³ /dia	26
Figura 16 - Fração Molar do C ₂₀₊ com injeção de Água a uma vazão de 3000m ³ /dia.....	26
Figura 17- Configuração 01 Injeção de CO ₂	28
Figura 18 - Configuração 02 Injeção de CO ₂	28
Figura 19 - Configuração 03 Injeção de CO ₂	29
Figura 20 - Configuração 04 Injeção de CO ₂	29
Figura 21 – Produção Acumulada de óleo comparando caso 01 e 11	31
Figura 22 - Perfil de densidade casos 11 e 01	32
Figura 23 - Gráficos 3D para o caso 11 Fração Molar (20+)	33
Figura 24 - Gráfico de vazão de óleo com injeção contínua e <i>Shutin</i>	34
Figura 25- Gráfico de Produção Acumulada de óleo para injeção contínua e <i>Shutin</i>	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição dos fluidos	15
Tabela 2 - Composição dos pseudo – componentes	15
Tabela 3- Características da malha retangular homogênea.	17
Tabela 4- Propriedades do reservatório.....	19
Tabela 5 - Casos simulados com injeção de CO2	30

CAPÍTULO 1:

Introdução

1 Introdução

O petróleo é, atualmente, fonte energética em diversas áreas no mundo. Devido a isso, pesquisas de novas jazidas são realizadas a fim de suprir essa dependência que a população mundial tem dos subprodutos do petróleo.

A engenharia de reservatórios avalia as reservas petrolíferas emitindo diretrizes sobre sua exploração, obtendo o perfil de produção e maximizando o valor econômico de suas reservas. Na engenharia de reservatórios também são estudados o comportamento das fases e os mecanismos que controlam os escoamentos no meio poroso.

As reservas de petróleo possuem nas suas descobertas certa quantidade de energia denominada de energia primária. Esta pode ser capaz de realizar a produção dos poços de petróleo sem a necessidade de uma energia adicional. Ao iniciar a produção, essa energia vai se esgotando por conta da descompressão dos fluidos e das resistências encontradas pelo mesmo ao fluir em direção ao poço produtor. Estas resistências são devidas, ou associadas, às forças capilares e viscosas presentes no meio poroso. A dissipação da energia primária implica a redução da produtividade dos poços por conta da diminuição da pressão na vida do reservatório.

Essa dissipação da energia primária leva a necessidade da utilização de métodos de recuperação suplementares. Os métodos de recuperação alcançam fatores médios de recuperação de petróleo em torno de 20% a 30%, em alguns casos esses métodos podem atingir fatores de até 70%, enquanto que na recuperação primária esse valor não chega a 10%. Os baixos fatores são ao mesmo tempo uma fonte de motivação e oportunidade para o desenvolvimento na área de tecnologia de engenharia de reservatório, para o aumento na eficiência dos processos de recuperação e, conseqüentemente, da produção e reservas de óleo e gás. (PINTO, 2009).

A fim de se elevar o fator de recuperação do petróleo, empresas no Brasil e no mundo buscam constantemente desenvolver novas tecnologias e processos com um equilibrado custo-benefício.

O processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD) foi desenvolvido visando aumentar o fator de recuperação desse óleo. Esse método consiste em injetar gás (CO₂, metano, etano, propano, nitrogênio, etc) no topo de um reservatório, aproveitando a segregação gravitacional natural dos fluidos, até um poço produtor horizontal que está na base do reservatório.

O aumento no fator de recuperação devido a métodos de recuperação com injeção de gás é baixo, já que estes métodos não conseguiam superar o efeito negativo gerado pela segregação gravitacional natural dos fluidos do reservatório e dos injetados. Entretanto, o GAGD aproveita a segregação natural dos fluidos para maximizar a produção de óleo, onde o gás é injetado pelo topo do reservatório por meio de poços injetores verticais ou um poço injetor horizontal. Assim, uma frente de gás se cria no topo, essa frente vai se expandindo e deslocando o óleo para baixo até um poço produtor horizontal que está na base do reservatório.

Em laboratório e em modelos físicos o GAGD apresentou um fator de recuperação de até 70%, segundo testes feitos por Rao *apud* Bautista (2010).

Para estudar este processo foi elaborado um modelo físico que representa um reservatório homogêneo de óleo leve, com características do Nordeste brasileiro, utilizando propriedades físicas e fluidodinâmicas reais e um modelo de fluido multicomponente. O poço produtor foi canhoneado na zona de óleo, a aproximadamente três metros e meio da zona de água e o injetor teve sua completação variada em quatro posições. E assim, por meio de um simulador composicional, alguns parâmetros operacionais foram analisados, o processo foi simulado no programa comercial GEM da CMG (*Computer Modelling Group*) em 20 anos de projeto.

Os parâmetros operacionais estudados foram:

- Vazão de injeção de gás: 100, 3000, 5000, 20000, 50000 m³/dia;
- O tipo de fluido injetado (água e CO₂);
- Configuração do poço injetor: um poço injetor horizontal e dois, três e quatro injetores verticais.

1.1 Objetivos

O presente trabalho visa analisar o comportamento da produção de óleo através da simulação numérica com o método de recuperação GAGD, a partir do desenvolvimento um modelo de fluido e a modelagem de um reservatório de óleo leve com características de uma bacia do Nordeste Brasileiro. Em seguida, fazer um estudo da influência dos parâmetros no processo incluindo os parâmetros geométricos, dos fluidos e operacionais (vazões de injeção e configuração dos poços). Além disso, realizar o estudo dos parâmetros (vazão de óleo no poço produtor, produção acumulada de óleo, vazão de injeção) analisando a variação dos mesmos.

CAPÍTULO 2: **Aspectos Teóricos**

2 Aspectos Teóricos

Nesta seção é abordada a teoria na qual este trabalho está embasado, apresentando os principais aspectos teóricos que envolvem os métodos de recuperação suplementar.

2.1 Petróleo

O petróleo tem sua formação a partir da decomposição da matéria orgânica resultante de restos de animais e plantas juntamente com rochas sedimentares, que após longo tempo sofrendo ações bacterianas e químicas, ativadas pelo aumento de pressão e temperatura, acabam transformando-se em hidrocarbonetos (CARDOSO, 2005).

As rochas sedimentares, além de matéria orgânica, também são importantes na geração do petróleo criando condições necessárias para a formação do petróleo.

Apesar da composição do petróleo ser basicamente de hidrocarbonetos, há outros constituintes em menor percentual, como nitrogênio, o enxofre, o oxigênio, metano e sais.

2.2 Miscibilidade

Dois ou mais fluidos são ditos miscíveis quando misturados a quaisquer proporções se obtém um sistema homogêneo apresentando assim, uma única fase. Executando-se a possibilidades de transformações químicas no processo de mistura, todos os gases são miscíveis entre si (ROSA et al, 2011). Porém, a análise da miscibilidade entre dois líquidos depende das condições de pressão e temperatura e de suas semelhanças químicas.

A engenharia de reservatórios afirma que miscibilidade é definida como: “a condição física entre dois ou mais fluidos que permitirão misturar-se em todas suas proporções sem a existência de uma interface. Se duas fases de fluidos se formam depois que uma quantidade de um fluido é adicionada, os fluidos são considerados imiscíveis”.

A injeção de gás em um reservatório pode ocorrer do modo miscível ou imiscível. Para se alcançar o deslocamento miscível, são necessárias algumas combinações de condições, dadas a partir de quatro variáveis:

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

2.3 Métodos de recuperação avançada de Petróleo

A dissipação da energia primária se deve ao fato da descompressão dos fluidos do reservatório e também pelas resistências encontradas pelos mesmos fluírem em direção aos poços de produção. O consumo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva e consequente redução da produtividade dos poços (ROSA et al, 2011)

Após o declínio da produção por energia natural do reservatório, aplicam-se os chamados métodos de recuperação avançada de óleo que é responsável por obter uma quantidade adicional de hidrocarbonetos, além daquela retirada na primária. Esses métodos são divididos em:

- Métodos convencionais de recuperação de óleo, caracterizados pelo acréscimo da energia natural por meio de injeção de água ou injeção imiscível de gás para a produção de óleo;
- Métodos especiais de recuperação de óleo, que resulta da aplicação de processos especiais como injeção de químicos, gases miscíveis, térmicos e outros.

Como este trabalho tem como foco o processo que pertence aos métodos miscíveis, este será explicado em detalhe no item 2.3.1 deste capítulo.

2.3.1 Métodos Miscíveis

O processo de recuperação de óleo por meio de deslocamento miscível é caracterizado pela ausência de interface entre fluidos deslocantes e deslocado. Esse processo é importante, pois é capaz de reduzir as forças capilares e interfaciais; quando essas forças não são aliviadas o óleo fica retido no reservatório. Miscibilidade é a propriedade dos fluidos responsável por essa habilidade.

O processo de injeção de gás num reservatório é um método que melhora a recuperação do óleo; ele atua na manutenção da pressão do reservatório e age no deslocamento do óleo de forma imiscível e/ou miscível. Com o objetivo de se atingir a

miscibilidade a injeção de gás, no modo miscível, pode envolver a injeção de vários tipos de gás para diferentes tipos de óleo.

Os processos do método miscível podem ser divididos em:

- Injeção Contínua de Gás (*Continuus 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*).

Como o foco deste trabalho é o GAGD, este será abordado mais detalhadamente no próximo tópico.

2.3.1.1 Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)

Drenagem gravitacional é definida como um processo de recuperação que tem a gravidade como a principal força de empurre onde o gás injetado vai tomando lugar do volume esvaziado. Testes realizados em campo e em laboratório, sob certas condições, mostraram que esse processo pode resultar em altos fatores de recuperação.

Alguns autores sugeriram que o processo de drenagem seja um tipo de mecanismo de deslocamento aplicado às clássicas teorias de (BUCKLEY-LEVERETT, 1942), Lei de Darcy, permeabilidade relativa, equação da continuidade e as curvas de declínio. (TERWILLIGER et al. 1951; HAGOORT, 1980; LI et al.; 2000).

Entretanto, (MUSKAT, 1949) afirma que embora as clássicas teorias de Darcy e Buckley- Leverett são relevantes no estudo desse método de recuperação, elas não proporcionam uma informação relacionada ao fenômeno de drenagem gravitacional. A fim de se esclarecer a diferença entre deslocamento e drenagem gravitacional, a teoria deslocamento de (BUCKLEY – LEVERETT, 1942) e a teoria de drenagem gravitacional (CARDWELL e PARSONS, 1948) são explicadas.

O modelo de Buckley e Leverett (B-L) considera um pequeno elemento dentro de um meio poroso e expressou as vazões de deslocamento em termos de acumulação do fluido injetado (Balanço de Matéria). Outro ponto importante que o B-L aborda é o fato de que depois que acontece o “*breakthrough*” do fluido injetado, a vazão de óleo muda (geralmente diminui) proporcional a sua saturação. Contudo, apesar do modelo B-L ser hipotético para ser aplicado também a injeção de gás, as duas suposições usadas no modelo resulta severamente em limitar sua aplicação para a drenagem gravitacional

assistida por gás. Buckley e Leverett sugerem que o fenômeno de drenagem gravitacional é “excessivamente lento” e é definida como o mecanismo na qual só a força gravitacional está disponível para expulsar o óleo residual. Eles reconhecem que, a injeção de gás em sistemas de óleo, as três fases que escoam simultaneamente no reservatório não produzem o efeito de deslocamento tipo pistão (BAUTISTA, 2010).

Segundo (CARDWELL e PARSONS, 1948) a teoria analítica sobre drenagem gravitacional deriva de um modelo de drenagem gravitacional baseado em equações de equilíbrio hidrodinâmico em camadas de areia orientadas verticalmente. A teoria original considerava uma fase de gás livre drenando uma fase simples de líquido, e sugere que o líquido recuperado é igual à porcentagem do total da área acima da altura *versus* curva de saturação. Um dos mais importantes requisitos da drenagem gravitacional é a pressão absoluta de equilíbrio entre as fases líquido – vapor. Em outras palavras, a zona de gás não exerce um gradiente de pressão vertical sobre a interface gás – líquido. Cardwell e Parsons (1948) reconheceram que só um ligeiro gradiente de pressão na zona de gás é suficiente para que a teoria B-L seja aplicável. Esta afirmação parece ser a razão para não poder distinguir entre deslocamento e drenagem, já que em sistemas reais de gás – óleo - água, a injeção de gás para manter a pressão do reservatório resulta num gradiente de pressão finito sobre a frente gás – líquido. Caracterizar e modelar o processo de drenagem gravitacional teoricamente é ainda um grande desafio.

2.3.1.2 **Processo do GAGD**

Este novo modelo de recuperação foi apresentado por Rao et al. (2003), proporcionando uma alternativa para o problema enfrentado com a segregação gravitacional do processo WAG em reservatórios horizontais.

O método de recuperação GAGD é formado por um poço produtor horizontal e poços verticais ou um horizontal para injeção de gás, como mostra a Figura 1. O gás (CO₂, metano, etano, propano, nitrogênio, etc.) é injetado dentro do reservatório e vai se acumulando no topo dessa jazida devido à segregação gravitacional fazendo com que o óleo se desloque para baixo na direção do poço produtor disposto horizontalmente na base do reservatório e acima da zona de água.

A eficiência de varrido do gás injetado, geralmente o CO₂, é maximizada quando este gás é injetado continuamente induzindo assim, os efeitos de varrido do óleo

longitudinalmente e transversalmente por todo reservatório, sem aumentar a saturação da água presente nesse reservatório, já que esse processo de injeção dispensa a injeção deste fluido para melhorar a eficiência de deslocamento do óleo. A gravidade também é outro fator a favor desse método de injeção, pois também intensifica a eficiência de varrido do hidrocarboneto.

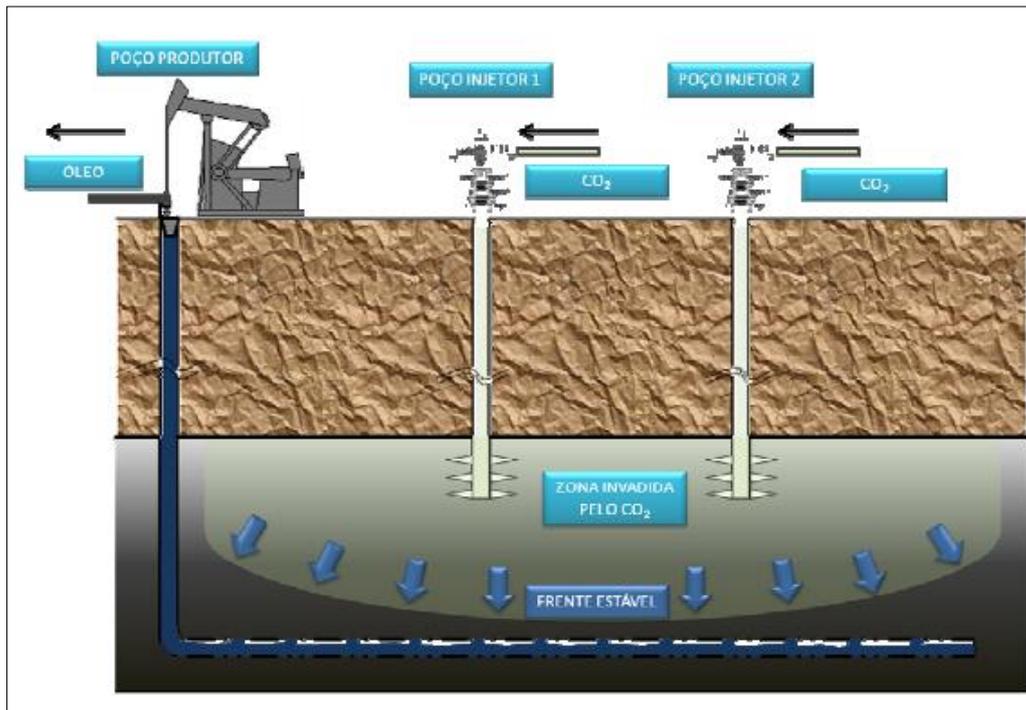


Figura 1 - Processo do GAGD

Fonte: BAUTISTA (2010, p.29)

A eficiência de recuperação do óleo no processo GAGD é maximizada quando o gás injetado é miscível no óleo do que quando imiscível. Para que essa miscibilidade aconteça, o nível da pressão do CO_2 deve ser mantido levemente acima da pressão mínima de miscibilidade.

Segundo Rao et al. (2006), os dois principais componentes para a implementação do processo GAGD são: (i) a caracterização do reservatório e (ii) a simulação de fluxo no reservatório. Essa caracterização necessita de alguns elementos como: espessura do reservatório, mapas estruturais do topo para definir os limites do reservatório, registros do poço e análise de testemunhos para determinar a porosidade e permeabilidade. A simulação usa dados de caracterização de fluxo rocha-fluido, do

comportamento das fases dos fluidos, ajuste histórico de pressão do reservatório e dados de produção para prognosticar o desempenho em escala de campo do GAGD. Todos os elementos citados acima tornam possível avaliar a atuação do método de injeção para qualquer reservatório e o seu potencial de aplicabilidade.

Uma importante colocação feita por Rao et al. (2004) afirma que, inicialmente, o GAGD age por deslocamento, mas depois que ocorre o *breakthrough* o mecanismo de deslocamento tem sua eficiência reduzida porque o diferencial de pressão tende a diminuir e só não chega a zero por causa das permeabilidades relativas, capilaridades e efeitos de poço horizontal. A partir daí, o mecanismo de deslocamento dá lugar ao mecanismo de gravidade, onde a segregação vertical começa a ganhar força drenando os fluidos do topo para o fundo até poço horizontal para estes serem produzidos.

CAPÍTULO 3:

Materiais e Métodos

3 Modelagem do processo

Neste capítulo, serão apresentados os materiais e métodos que foram utilizados para a elaboração do presente trabalho, como as ferramentas computacionais, o modelo físico do reservatório, o modelo de fluido e os parâmetros analisados. As informações contidas nos tópicos a seguir sobre o reservatório estudado, são valores característicos das bacias localizadas na região Nordeste do Brasil.

3.1 Ferramentas Computacionais

São utilizados módulos do simulador composicional da CMG (*Computer Modeling Group Ltd.*). Esses módulos são o Winprop, Builder e GEM.

3.1.1 Winprop – CMG

O Winprop, da CMG versão 2012 foi a primeira ferramenta composicional usada, onde foi implementado o modelo de fluido. Esse programa usa equações de estado a partir das propriedades de equilíbrio multifásico, com o seguinte objetivo:

- Caracterização do fluido;
- Agrupamento (“*Lumping*”) dos componentes;
- Ajuste de dados de laboratório através da regressão;
- Simulação de processos de contato múltiplo;
- Construção do diagrama de fases;
- Simulação de experimentos de laboratório (liberação diferencial, teste de separador óleo-gás, etc);

Com o Winprop é possível avaliar o comportamento de fases gás - óleo no reservatório e gerar propriedades dos componentes para o simulador composicional GEM, como também nos outros simuladores (IMEX E STARS).

3.1.2 Builder – CMG

O Builder é uma ferramenta usada para criar arquivos de simulação para serem analisados com os diferentes simuladores da CMG (GEM, STARS e IMEX). Esta etapa da elaboração inclui a criação e importação de malhas e suas propriedades, localização

dos poços injetores e produtores, importação do modelo de fluido, importação de dados de produção, propriedades rocha – fluido e condições iniciais.

A construção do arquivo com esse programa requer a inserção dos seguintes dados:

- Descrição do modelo do reservatório;
- Modelo do fluido (óleo e gás injetado);
- Propriedades rocha - fluido;
- Condições iniciais do reservatório (pressão inicial, temperatura, profundidade, etc);
- Descrição dos poços injetores e produtores;

3.1.3 Simulador GEM – CMG

O simulador GEM (“*Generalized Equation – of – State Model compositional reservoir simulator*”) da CMG foi a primeira ferramenta computacional utilizada para a modelagem e simulação no estudo do GAGD.

Esse simulador é indispensável no processo de modelagem de reservatórios muito complexos com complicadas interações no comportamento de fases que tem interferência direta nos mecanismos dos métodos de recuperação.

O GEM é caracterizado por ser um simulador composicional baseado na equação de estado para modelar o fluxo de multicomponentes, modelar processos miscíveis e imiscível, modelar qualquer tipo de reservatório, gás condensado ou óleo volátil, em que a composição do fluido e suas interações tem um papel de suma importância na compreensão do processo de recuperação.

Essas características do GEM fazem com que o método GAGD seja modelado e simulado corretamente.

3.2 Modelagem do GAGD

A elaboração do modelo final do reservatório foi dividida em duas etapas: primeiramente, o modelo de fluidos foi construído no Winprop e, em seguida, importado para o Builder, onde foi realizada a construção do modelo de malhas do reservatório e a construção dos poços injetores e produtores.

3.2.1 Modelo de fluido

3.2.1.1 Composição

Com o uso da ferramenta computacional Winprop, foi criado um modelo de fluido a partir de dados inseridos nesse programa, como densidade do óleo, temperatura, grau API, fator volume formação, pressão de saturação e razão gás-óleo. A composição desse fluido com suas seguintes frações molar está ilustrada na Tabela 1.

Tabela 1 - Composição dos fluidos

Componente	Fração Molar	Componente	Fração Molar
CO ₂ _INJ	0	FC9	9,26
N ₂	0,0581	FC10	7,69
CO ₂	0	FC11	5,42
CH ₄	0,0871	C12	1,06
C ₂ H ₆	0,0871	C13	1,03
C ₃ H ₈	0,184	C14	1,00
IC ₄	0,445	C15	0,978
NC ₄	1,26	C16	0,952
IC ₅	2,27	C17	0,927
NC ₅	3,06	C18	0,902
FC ₆	0,814	C19	0,879
FC ₇	8,14	C ₂₀ +	0,323
FC ₈	0,137		

O modelo de fluidos, característico de bacia no Nordeste brasileiro, acima descrito foi em ajustado em sete pseudo - componentes mostrados na

Tabela 2.

Tabela 2 - Composição dos pseudo – componentes

Componente	Fração Molar
CO ₂ _INJ	0,00
N ₂	0,00058
CO ₂ to CH ₃	0,00035
IC ₄ to NC ₅	0,07035
C ₆ to C ₁₀	0,470
C ₁₁ to C ₁₉	0,131

C20+

0,323

3.2.1.2 Permeabilidades Relativas

Os dados de permeabilidade relativa referentes ao sistema água – óleo e ao sistema líquido – gás estão ilustrados nas curvas de permeabilidade nas Figura 2 e Figura 3, respectivamente.

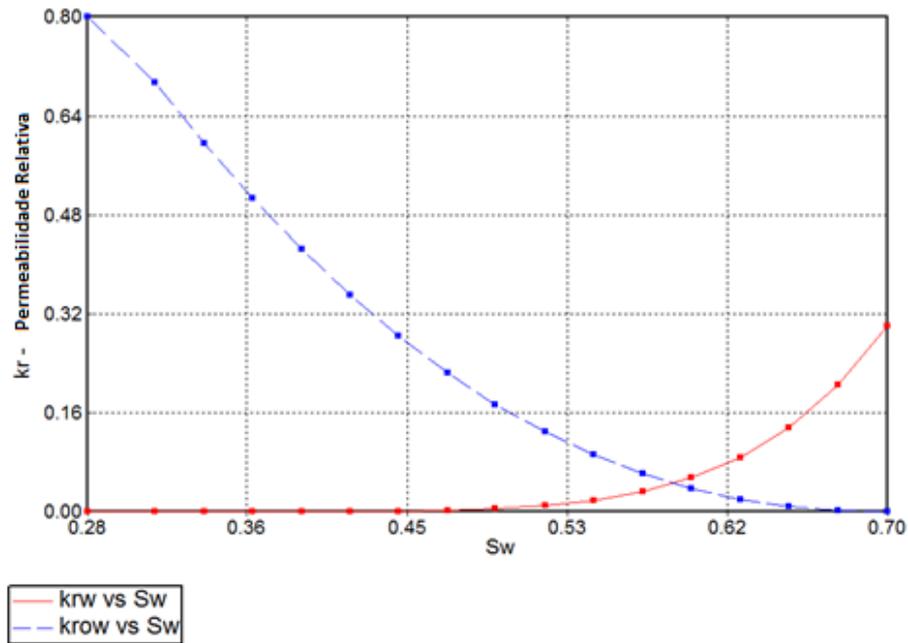


Figura 2 - Curva de permeabilidade relativa do sistema água - óleo

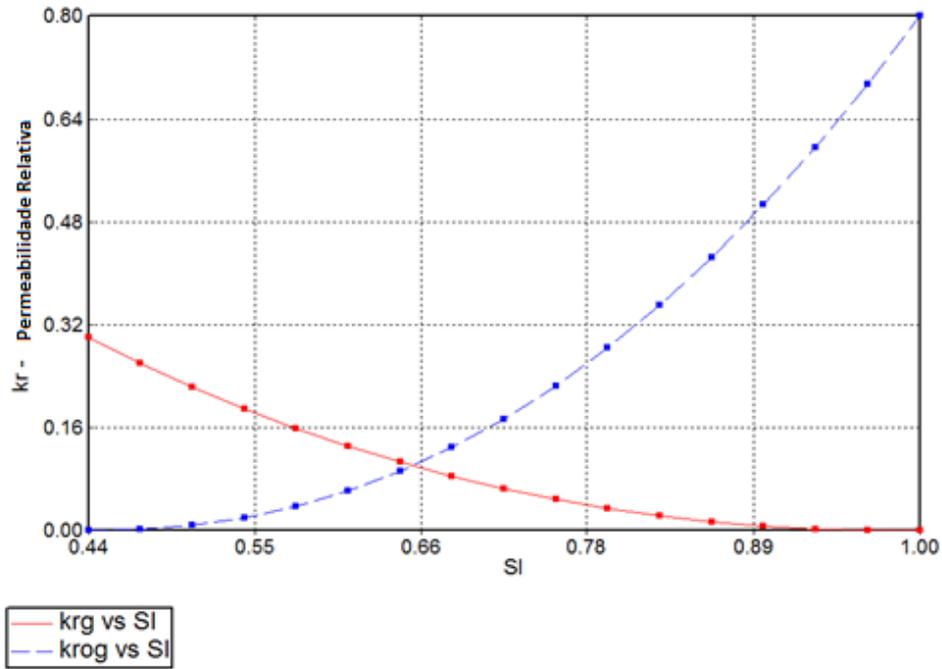


Figura 3 - Curva de permeabilidade relativa do sistema líquido – gás

3.2.1.3 Diagrama Pressão versus temperatura

O diagrama pressão-temperatura que o Wiprop gerou -

- permite identificar o comportamento do óleo no reservatório e o tipo de reservatório. Diagrama característico de reservatórios de alta contração (óleo leve).

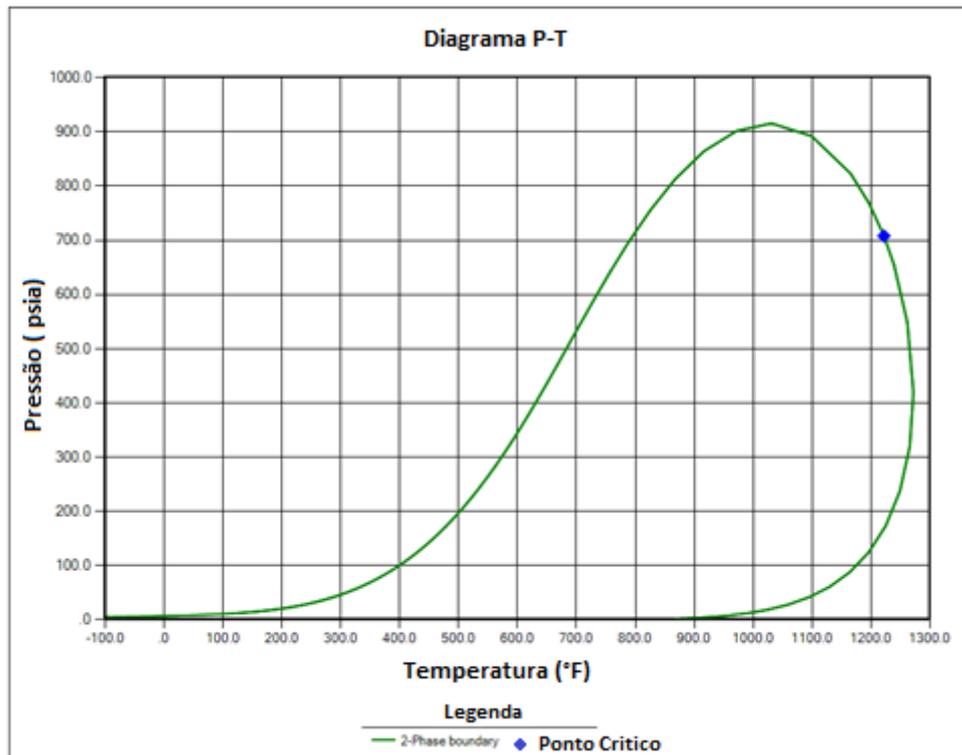


Figura 4 - Diagrama Pressão versus Temperatura do óleo

3.2.2 Modelo Físico do reservatório

3.2.2.1 Modelo da malha

Para o desenvolvimento do presente trabalho foi utilizado um modelo de reservatório homogêneo baseado em modelo de uma bacia do Nordeste brasileiro com forma retangular. A Tabela 3 apresenta as características desse modelo físico e suas dimensões.

Tabela 3- Características da malha retangular homogênea.

Número total de blocos	6720
Dimensão em x (m)	100
Dimensão em y (m)	300
Dimensão em z (m)	30
Número de blocos em i (m)	21
Número de blocos em j (m)	20
Número de blocos em k (m)	16

As dimensões e direções do modelo numa visão em três dimensões, criadas no Builder, são ilustradas na Figura 5.

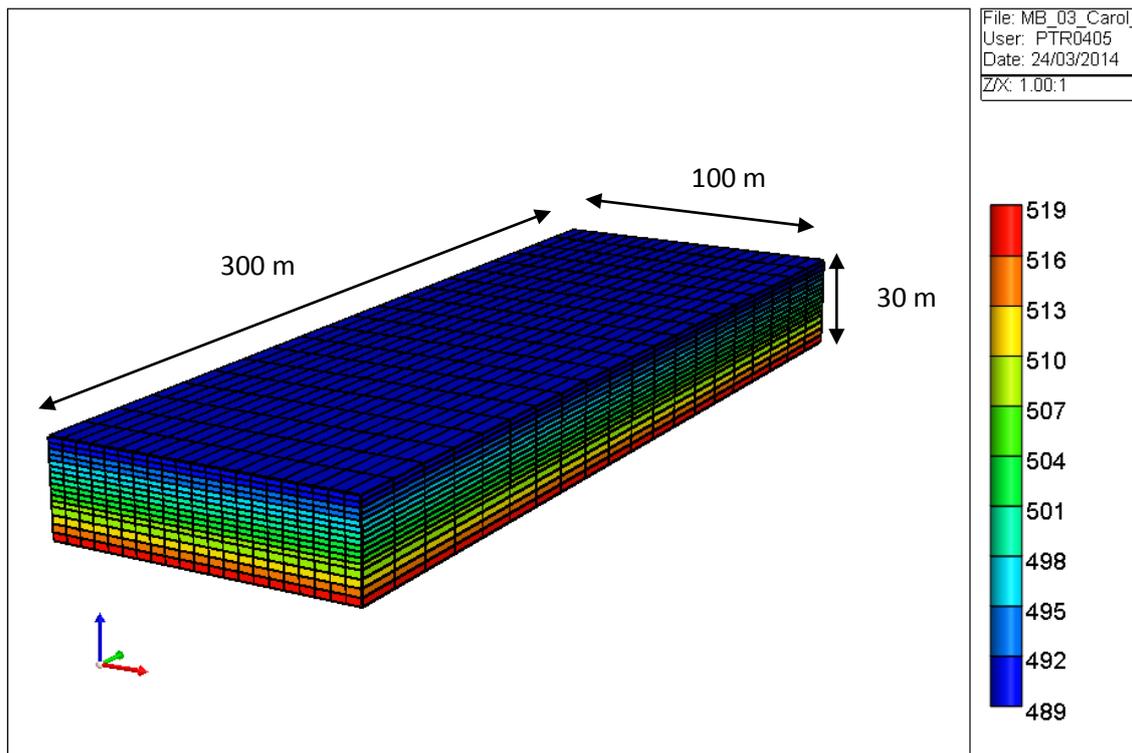


Figura 5 - Dimensões da malha retangular (Vista 3D).

A homogeneidade da malha está explícita na Figura 6, onde a cor única se refere à permeabilidade.

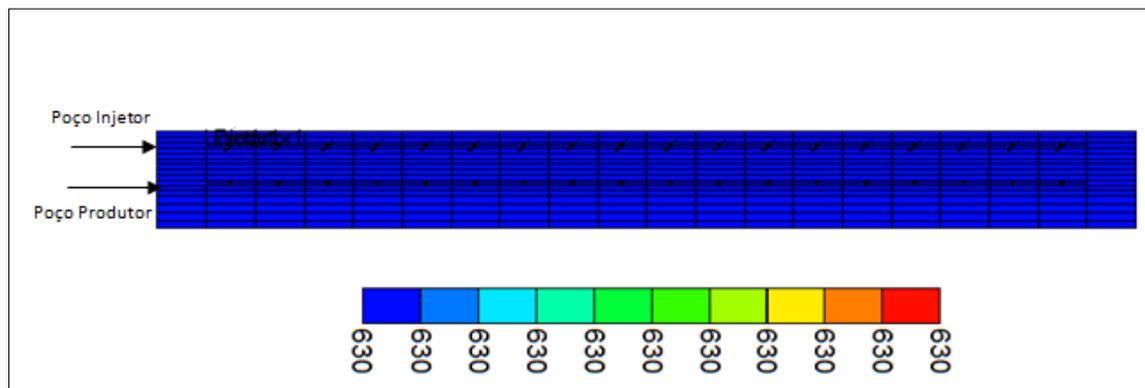


Figura 6 - Modelo de malha homogênea

3.2.2.2 Propriedades do reservatório

A Tabela 4 apresenta os dados de propriedades do reservatório adotado como modelo, com valores médios de uma bacia do Nordeste brasileiro.

Tabela 4- Propriedades do reservatório

Propriedade	Valor
Saturação inicial da água conata, S_{wc}	0,28
Volume Original de óleo (m^3 std)	$1,1967 \times 10^5$
Volume Original de água (m^3 std)	$1,31174 \times 10^5$
Espessura da zona de óleo (m)	20
Profundidade do reservatório (m)	489
Porosidade (%)	28
Permeabilidade Horizontal, K_h (mD)	630
Permeabilidade Vertical, K_v (mD)	63
Compressibilidade da rocha ($1/kPa$)	$2,0305 \times 10^{-6}$

3.2.3 Modelo de configuração estudado para o GAGD.

Após a inserção dos dados de fluido e do modelo físico do reservatório, é realizada a construção das malhas e dos poços. As dimensões do reservatório são de 100 metros de largura, 300 metros de comprimento e 30 metros de espessura, sendo 20 metros da zona de óleo e 10 metros da zona de água. A perfuração foi feita na zona de óleo, o poço produtor horizontal foi perfurado a uma distância considerável da zona da água e o poço injetor horizontal foi perfurado duas camadas abaixo do topo do reservatório, na parte superior da zona de óleo a fim de se maximizar os efeitos da drenagem gravitacional dos fluidos até o poço produtor localizado na parte inferior. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra como os poços foram completados na malha e o refinamento feito nas zonas de óleo e de água, sendo a zona de óleo mais refinada que a da água.

Após a completação dos poços, foi definida uma vazão de injeção para o CO_2 de $100 m^3/dia$, para uma análise inicial do processo de recuperação de hidrocarbonetos pelo método GAGD. O projeto estudado tem uma duração de 20 anos.

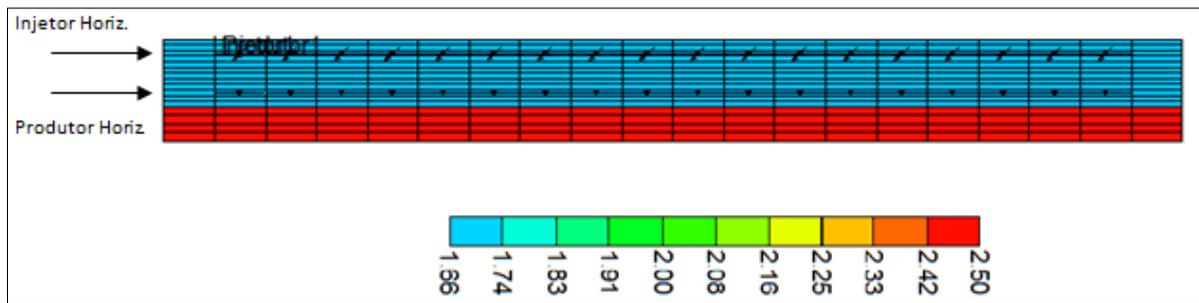


Figura 7- Esquema do refinamento da malha e da completação do poço produtor e injetor

3.2.4 Descrição dos casos simulados

A partir da criação do modelo base, alguns parâmetros operacionais foram modificados a fim de se avaliar a influência dos mesmos, são eles:

- Vazão de injeção do CO₂ (100, 5000, 20000, 50000 m³/dia);
- O tipo de fluido injetado (água e CO₂);
- Completações do poço injetor (um poço injetor horizontal e dois, três e quatro injetores verticais), ilustrados nas Figura 8, Figura 9, Figura 10 e Figura 11.

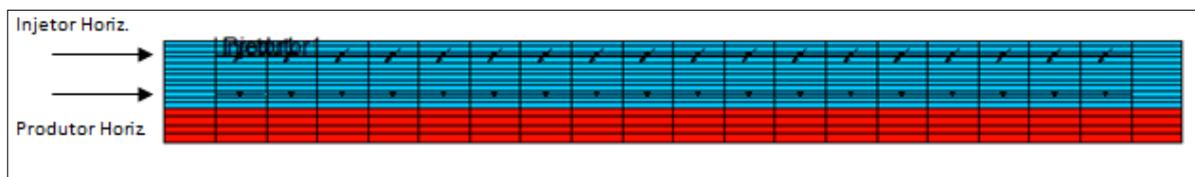


Figura 8 – Esquema com um poço injetor horizontal

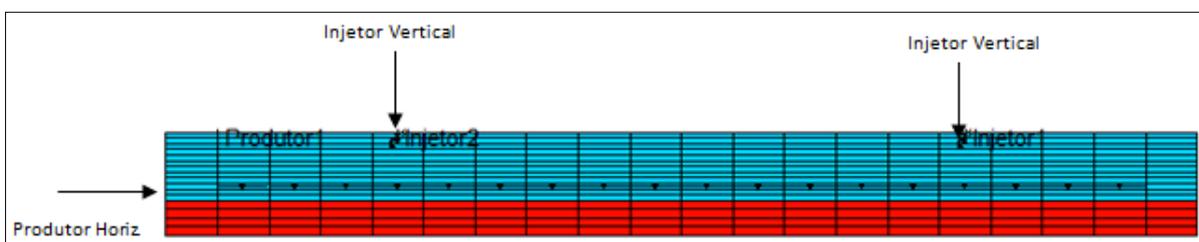


Figura 9 – Esquema com dois poços injetores verticais

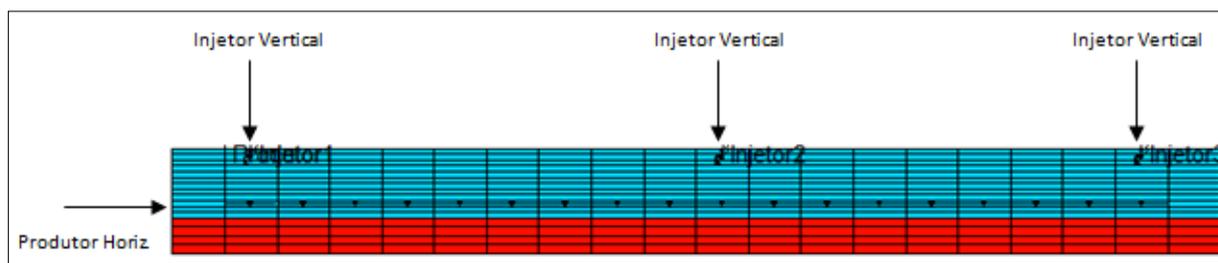


Figura 10 – Esquema com três poços injetores verticais

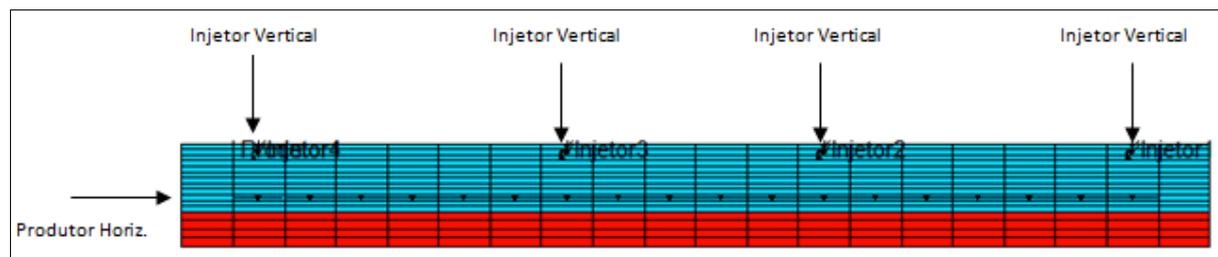


Figura 11 – Esquema com quatro poços injetores verticais

CAPÍTULO 4:

Resultados e Discussões

4 Resultados e Discussões

Este capítulo contém os resultados e as análises do projeto de recuperação com o GAGD a partir do estudo dos parâmetros operacionais, buscando sempre a otimização do processo.

4.1 Modelo Base

Como descrito na seção 3.2.3 o modelo base do GAGD apresenta uma vazão de injeção de CO₂ de 100 m³/dia com um poço injetor horizontal.

4.2 Análise comparativa do modelo base GAGD com a recuperação primária do reservatório

Nesta seção será feita uma análise comparativa entre o modelo base do GAGD com injeção de CO₂ e o modelo com a mesma configuração, mas sem injeção de gás (recuperação primária).

Na Figura 12, está ilustrado o fator de recuperação da recuperação primária e do modelo com injeção de CO₂. Claramente, observa-se que a quantidade de óleo recuperada para o modelo com injeção de gás teve um acréscimo de 21,12 pontos percentuais em relação à recuperação do modelo sem injeção. Este acréscimo se deve ao fato de que o gás injetado age no deslocamento do óleo e, após o *breakthrough*, o mecanismo de deslocamento dá lugar ao mecanismo de gravidade, onde a segregação vertical começa a ganhar força drenando os fluidos do topo para o fundo até poço horizontal para estes serem produzidos, sendo, portanto, mais eficiente que o modelo sem injeção.

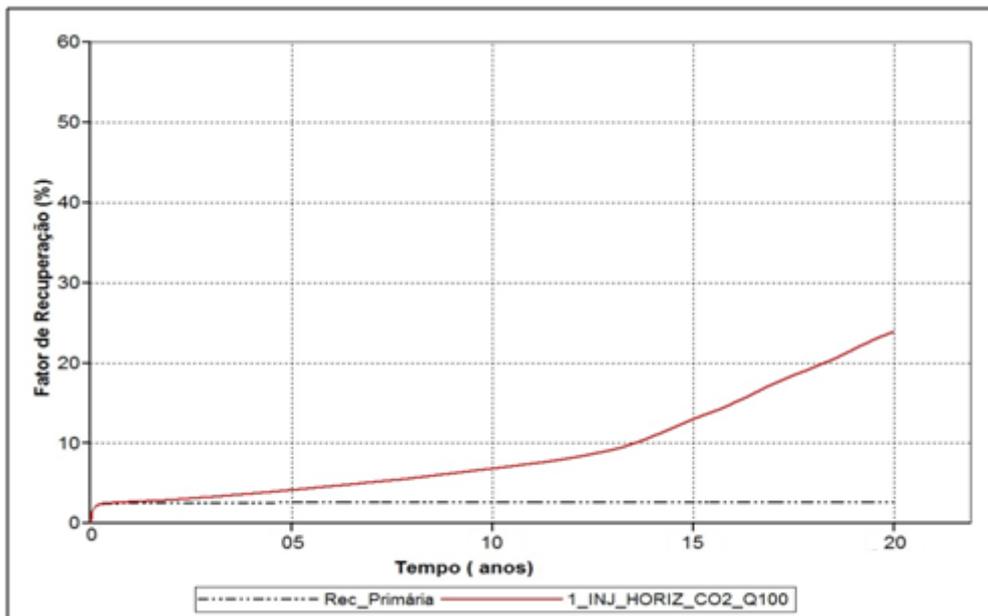


Figura 12 - Gráfico comparativo do fator de recuperação do modelo base e o modelo sem injeção de gás.

A Figura 13 ilustra a vazão de óleo no poço produtor. O gráfico confirma que ocorre maior produção de hidrocarbonetos para a injeção de 100 m³/dia de CO₂ quando comparado com o modelo sem injeção. Entretanto, o gráfico indica que até o décimo quarto ano a vazão de produção é baixa e bem próxima ao sistema sem injeção, ocorrendo aumento nesta grandeza apenas a partir daquele instante, com a chegada do banco de óleo ao poço produtor.

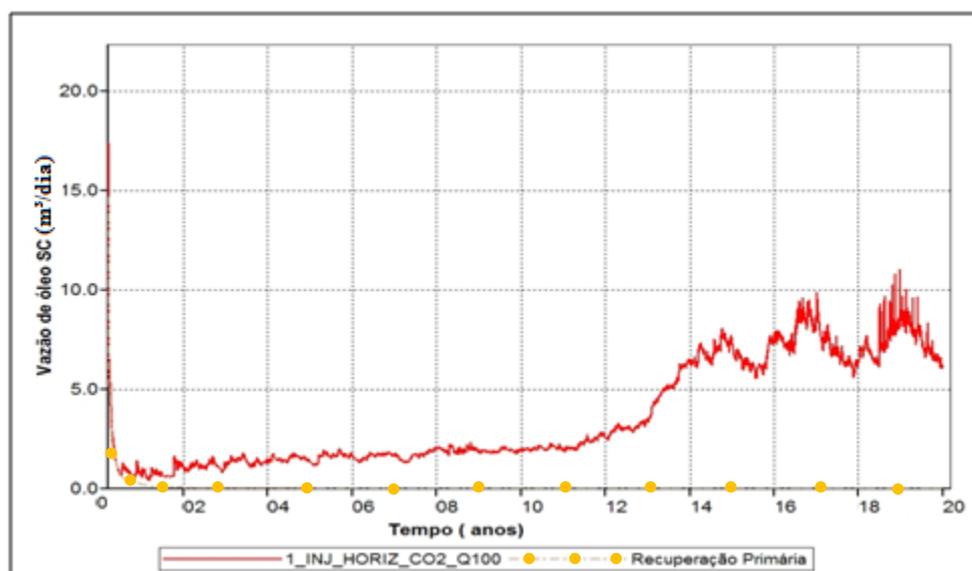


Figura 13 - Vazão de óleo no poço produtor do modelo base e modelo sem injeção de gás.

4.3 Análise comparativa do modelo com injeção de CO₂ e modelo com injeção de água.

Na seção anterior verificou-se que o modelo base do GAGD apresentou uma maior eficiência em comparação com o modelo sem injeção de gás. Alguns parâmetros operacionais foram escolhidos para analisar o desempenho do processo GAGD, neste tópico será abordado o tipo de fluido injetado.

Inicialmente foram feitas simulações comparando o modelo base com injeção de água para diferentes vazões. Para a mesma vazão de injeção do modelo base de 100 m³/dia de CO₂, injetou-se uma vazão de 100 m³/dia de água e concluindo, assim, que a injeção de CO₂ só é viável a partir do 15º ano de projeto; antes disso, a injeção de água no reservatório antecipa a produção e aumenta o volume de hidrocarbonetos recuperado nos primeiros anos, como mostra a Figura 14.

Novas simulações foram feitas aumentando a vazão de CO₂ e de água, Figura 14, para uma análise mais completa da injeção desses fluidos no reservatório, a vazão de água varia de 100, 150, 200 e 3000 m³/dia e a vazão de CO₂ foi de 100, 500 e 3000 m³/dia. A Figura 14 mostra que, mesmo para elevadas vazões de água injetada, o fator de recuperação não tem um acréscimo considerado, já para uma elevada vazão de CO₂ é notório o aumento na recuperação, sendo a injeção com 500 m³/dia de CO₂ bem mais viável que a injeção de 3000 m³/dia de água.

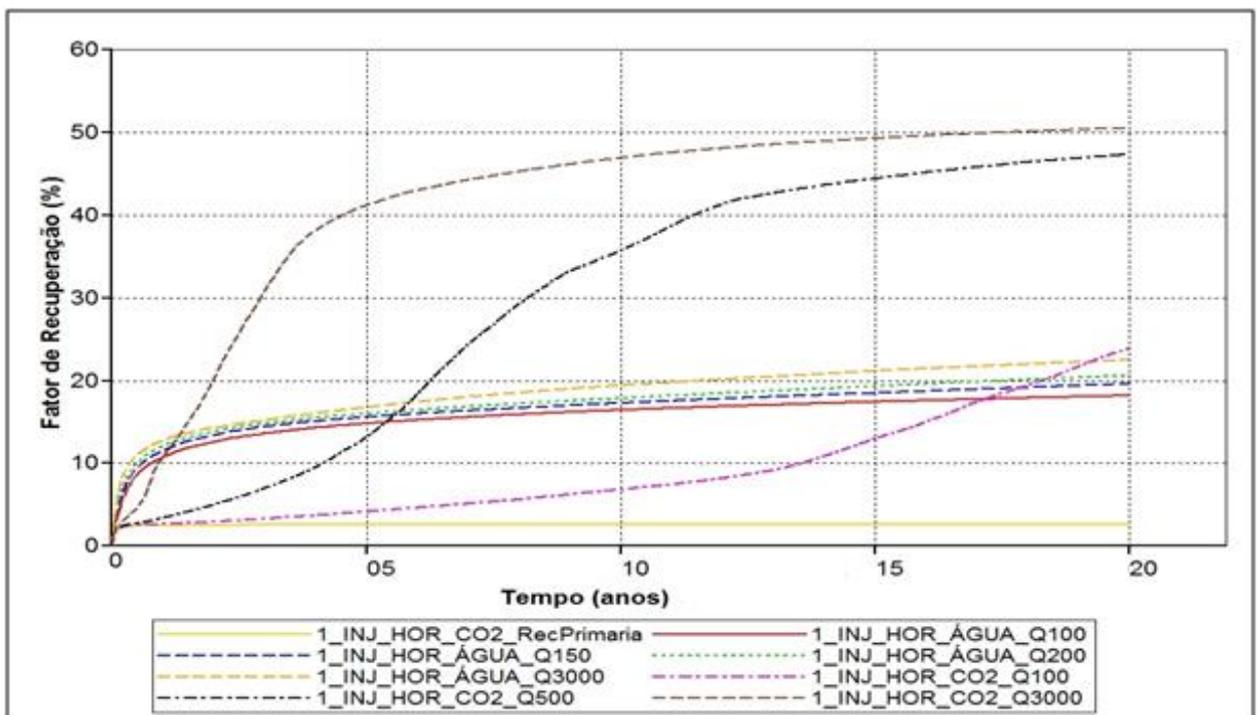


Figura 14 - Fator de recuperação com injeção de água e CO₂

Para entender fisicamente a influência do tipo de fluido injetado foram gerados gráficos no módulo results 3D, a fim de se observar como a fração molar da parte mais pesada do óleo no reservatório se comporta quando água ou gás é injetado, Figura 15 e Figura 16.

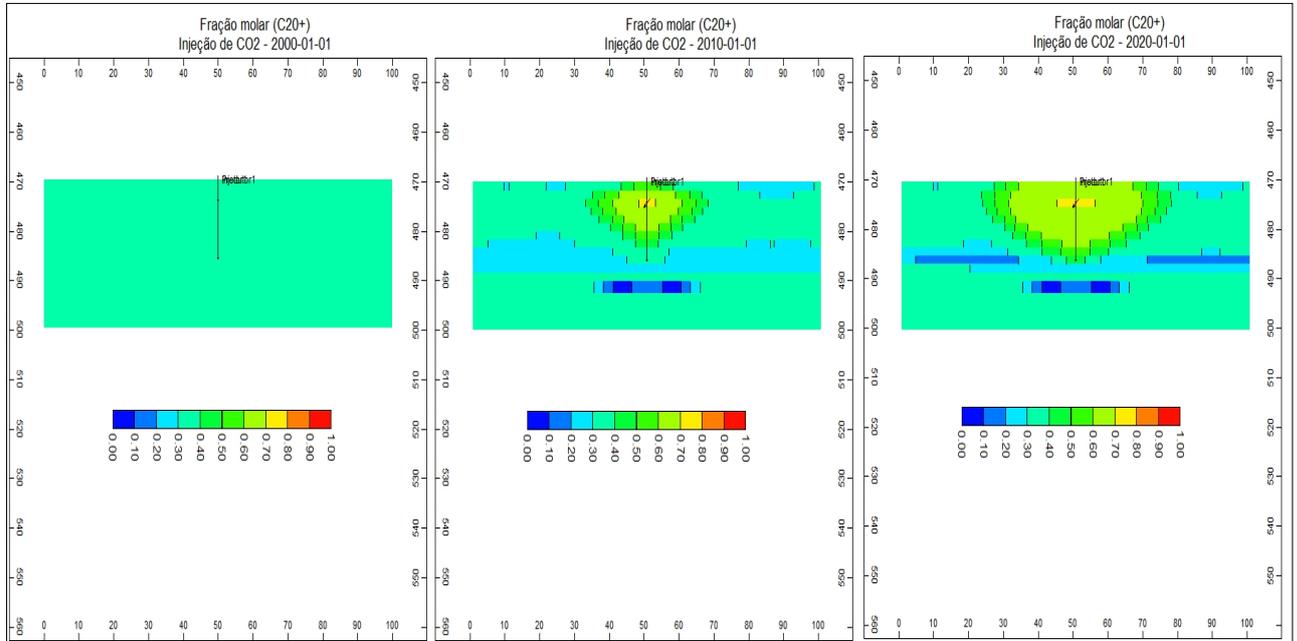


Figura 15 – Fração Molar do C20+ com injeção de CO2 a uma vazão de 3000m³/dia

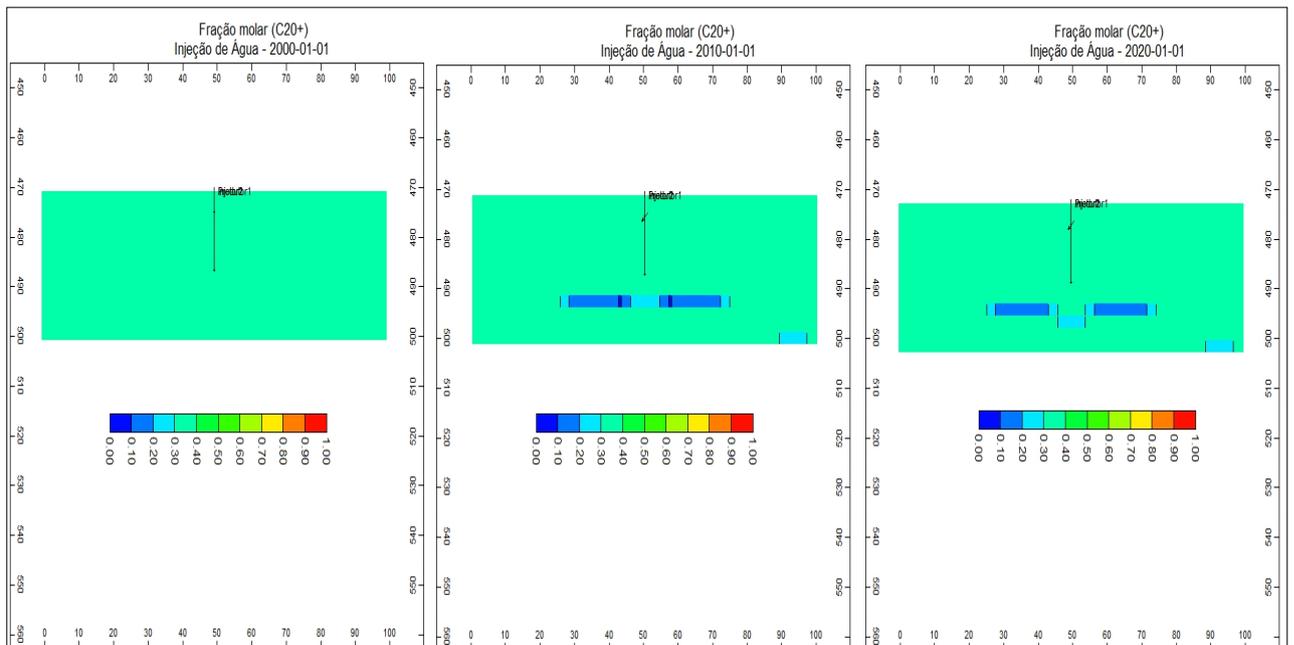


Figura 16 - Fração Molar do C20+ com injeção de Água a uma vazão de 3000m³/dia

Claramente observa-se que a quantidade da fração do C20+ aumenta com a injeção de CO₂ à medida que o óleo é produzido, o que não acontece na injeção de água. Isto ocorre devido ao fato de a produção ser bem superior quando usado CO₂, pois a recuperação elevada vai produzindo as frações mais leves e óleo remanescente no reservatório apresenta esse elevador teor. Esse aumento não ocorre quando a água é injetada, pois a recuperação de hidrocarbonetos não se mostrou muito eficiente, produzindo, assim, apenas uma parte das frações mais leves.

4.4 Escolha do melhor cenário

Na procura dos melhores cenários do processo GAGD para obter o maior fator de recuperação de óleo possível e otimizar o processo, as configurações simuladas do poço injetor serão ilustradas neste tópico.

São feitas quatro configurações variando o arranjo do poço injetor e a vazão de injeção. A vazão de injeção do CO₂ variou de 100 a 50000 m³/dia e o poço injetor foi perfurado horizontalmente e verticalmente, variando a quantidade de poços. As figuras 17, 18, 19 e 20 ilustram o fator de recuperação para as configurações em estudo.

CONFIGURAÇÃO 01 – 1 Injetor horizontal

- 1) Para CO₂ - Variando a vazão de injeção – 100, 5000, 20000 e 50000 m³/dia.

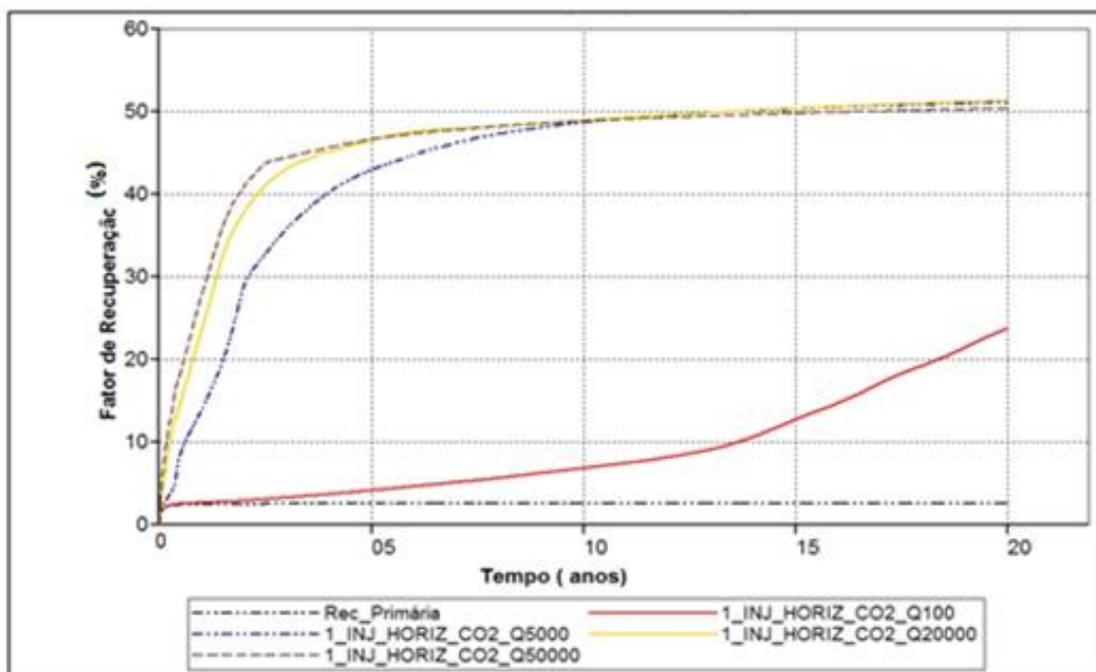
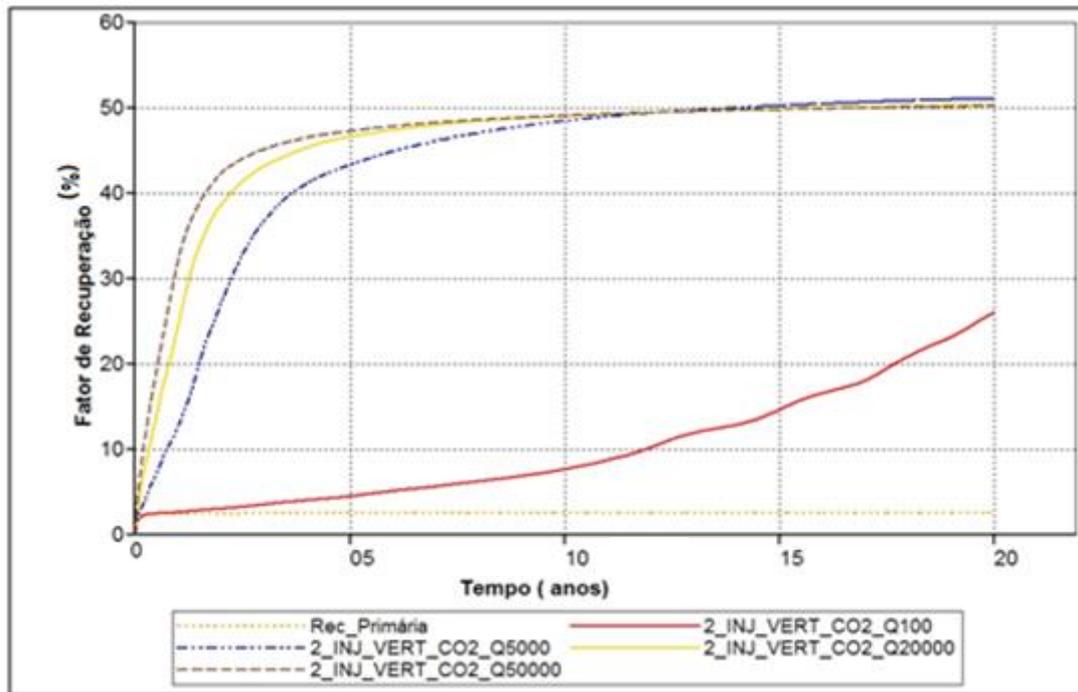


Figura 17- Configuração 01 Injeção de CO₂**CONFIGURAÇÃO 02 – 2 Injetores verticais**

1) Para CO₂ - Variando a vazão de injeção – 100, 5000, 20000 e 50000 m³/dia.

Figura 18 - Configuração 02 Injeção de CO₂**CONFIGURAÇÃO 03 – 3 Injetores verticais**

1) Para CO₂ - Variando a vazão de injeção – 100, 5000, 20000 e 50000 m³/dia

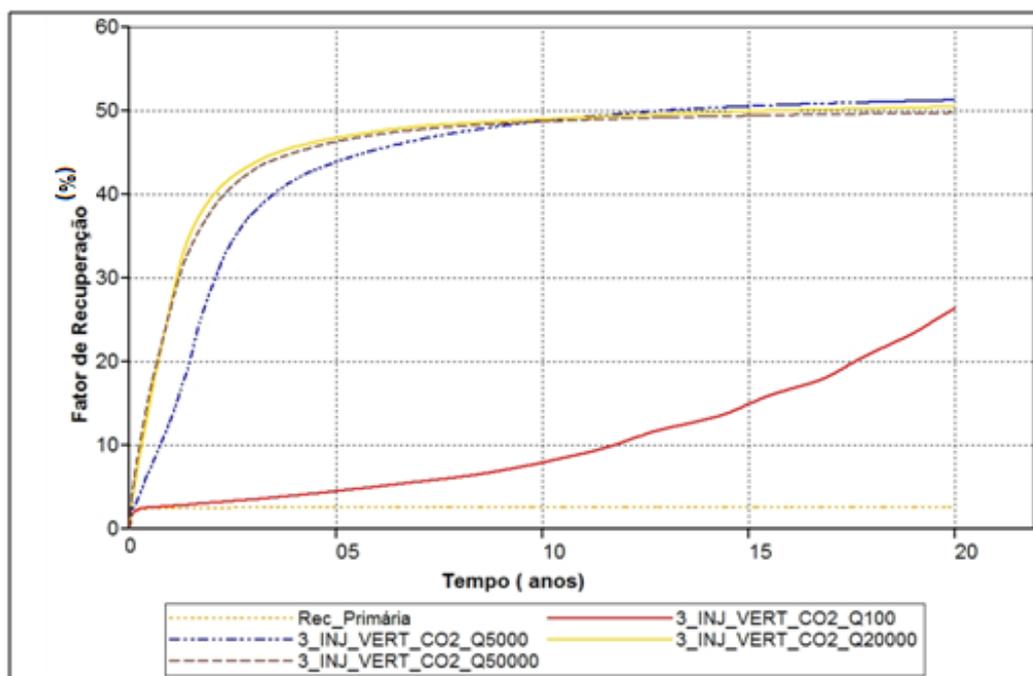
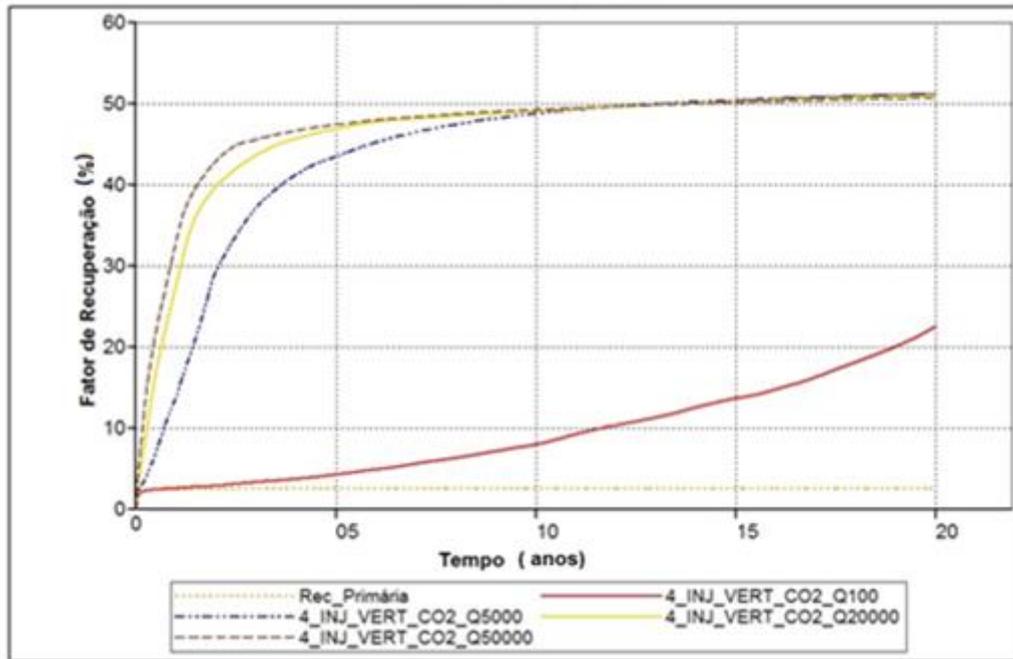


Figura 19 - Configuração 03 Injeção de CO₂**CONFIGURAÇÃO 04 – 4 Injetores verticais**

1) Para CO₂ - Variando a vazão de injeção – 100, 5000, 20000 e 50000 m³/dia

Figura 20 - Configuração 04 Injeção de CO₂

A configuração do poço produtor não se mostrou ser um parâmetro de grande influência nesse processo, por isso a Tabela 5 foi montada a fim de visualizar melhor os casos estudados.

A Tabela 5 mostra os casos estudados e foi ordenada em forma decrescente, com relação ao fator de recuperação (FR) de óleo para o 2,5º ano de projeto, visto que, para maiores vazões, o fator de recuperação não tem uma variância significativa a partir do 5º ano.

Para os primeiros anos de projeto, é perceptível que para uma maior vazão há um maior volume de hidrocarbonetos recuperados, entretanto é notório que não há uma diferença significativa para a vazão de 20000 e a de 50000 m³/dia. Quando a vazão é alta demais, a força gravitacional perde força sendo mais dominante a força viscosa. Contudo, altas vazões tendem a diminuir o tempo requerido para completar e fazer o processo mais atrativo economicamente. Portanto, a vazão de 50000 m³/dia foi excluída da escolha do melhor cenário, já que, de acordo com os gráficos do fator de recuperação, percebe-se que o reservatório atingiu um limite de produção e assim essa

vazão mais alta não se torna viável por não apresentar um aumento no volume recuperado e para analisar a rentabilidade desta vazão uma análise econômica teria que ser feita.

Analisando apenas o parâmetro completção do poço injetor não se pode inferir qual o melhor caso, pois a variação no fator de recuperação não chega a um ponto percentual para as diferentes completções.

Portanto, o melhor e o pior cenários foram escolhidos com base na variação do FR para o 2,5° ano. Na Tabela 5 estão destacados os casos 11 e 01 como melhor e pior caso, respectivamente.

Tabela 5 - Casos simulados com injeção de CO₂

Caso	Tipo de fluido injetado	Vazão de injeção (m ³ /dia)	Configuração Do poço injetor	FR (%)	FR (%)	FR (%)	FR (%)
				2,5° ano	10° ano	15° ano	20° ano
16	CO2	50000	4 Inj. Vertical	44,61	49,22	50,10	50,7
14	CO2	50000	2 Inj. Vertical	43,8	49,06	49,8	50,19
13	CO2	50000	1 Inj. Horizontal	43,38	48,80	49,74	50,35
11	CO2	20000	3 Inj. Vertical	41,78	48,94	49,87	50,44
12	CO2	20000	4 Inj. Vertical	41,66	49,06	50,22	51
10	CO2	20000	2 Inj. Vertical	41	49,01	49,87	50,37
15	CO2	50000	3 Inj. Vertical	40,6	48,65	49,35	49,69
9	CO2	20000	1 Inj. Horizontal	40,59	48,90	50,35	51,27
7	CO2	5000	3 Inj. Vertical	33,8	48,74	50,50	51,24
8	CO2	5000	4 Inj. Vertical	33,04	48,77	50,40	51,15
5	CO2	5000	1 Inj. Horizontal	32,2	48,65	50,31	51,05
6	CO2	5000	2 Inj. Vertical	31,93	48,48	50,21	51,07
3	CO2	100	3 Inj. Vertical	3,29	7,91	14,97	26,38
2	CO2	100	2 Inj. Vertical	3,24	7,67	14,7	26,05
4	CO2	100	4 Inj. Vertical	3,1	8,01	13,69	22,58
1	CO2	100	1 Inj. Horizontal	3,08	6,83	12,73	23,72

Na escolha do melhor cenário, outros casos com uma menor vazão de injeção se destacam quando o fator de recuperação no 20° ano é analisado, onde a vazão de 5000 m³/dia consegue recuperar uma quantidade considerada de hidrocarbonetos tanto quanto na recuperação do caso 11 e isto acarretaria numa provável redução de custos. Contudo, esse fato só pode ser confirmado por meio de uma análise econômica, já que essa vazão de 5000 m³/dia só se torna melhor que o caso 11 a partir do 10° ano de projeto.

A Figura 21 mostra uma maior eficiência de recuperação do caso 11 em relação ao caso 1, ilustrando um volume de hidrocarbonetos recuperados elevado com uma diferença de mais de 25% no fator de recuperação para o caso 11.

Para entender fisicamente a escolha dos casos, figuras em 3D foram geradas para ilustrar os casos 1 e 11 e analisando a influência de cada caso no reservatório.

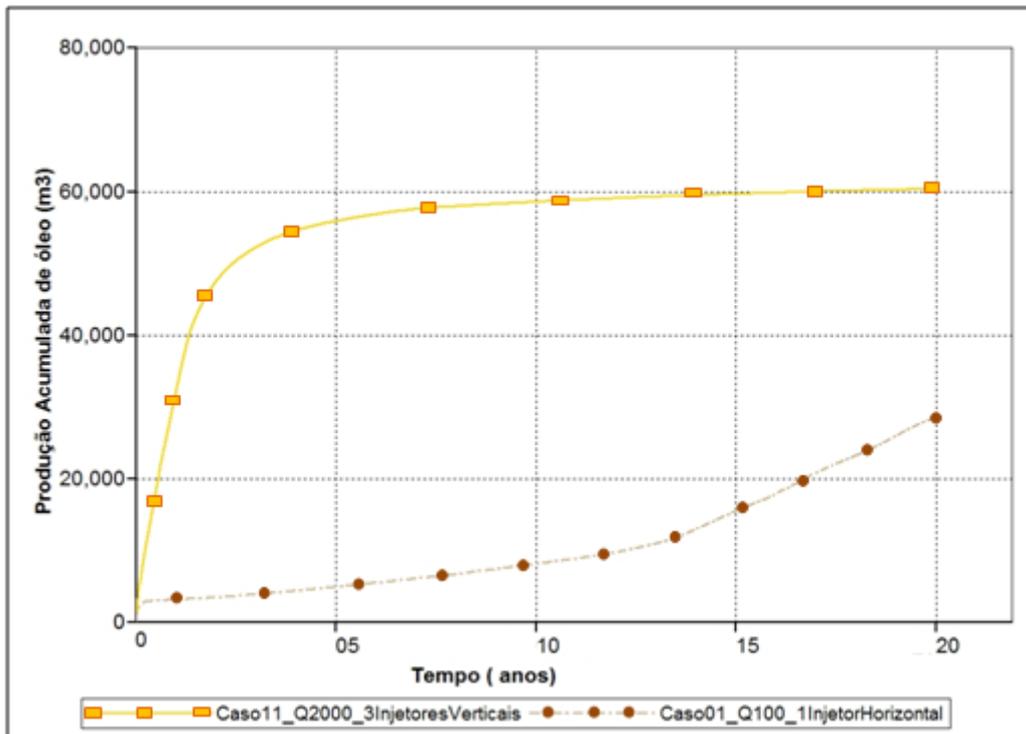


Figura 21 – Produção Acumulada de óleo comparando caso 01 e 11

Através do perfil de densidade, Figura 22, é possível observar que a densidade para o caso 11 tem um acréscimo no seu valor bem acentuado em relação ao caso 01. Com o passar do tempo, isto confirma o fato analisado no gráfico da Figura 21 de produção acumulada, onde a recuperação do óleo é bem superior para o caso 11. Esse aumento da densidade para o perfil do caso 11 se deve ao fato de que sua produção elevada faz com que as frações leves de hidrocarbonetos sejam produzidas mais rapidamente e o óleo residual que não vai sendo produzido é da fração mais pesada, por este motivo que se observa o aumento da densidade no perfil do caso 11 para os diversos anos.

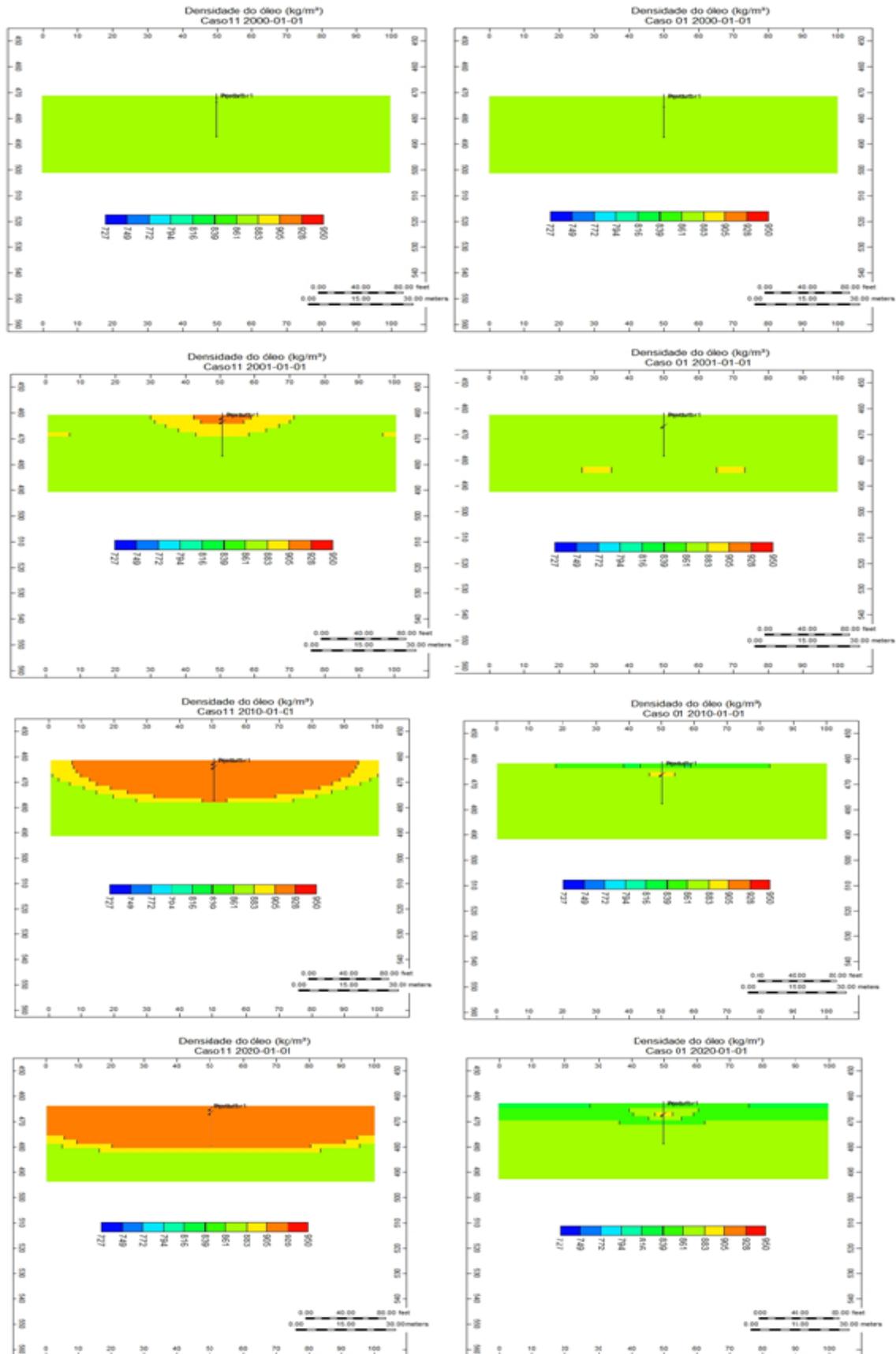


Figura 22 - Perfil de densidade casos 11 e 01

O gráfico 3D da Figura 23 mostra o aumento da quantidade de C20+ para o caso 11, à medida que o óleo vai sendo produzido, confirmando a eficiência desse caso em relação ao caso 01.

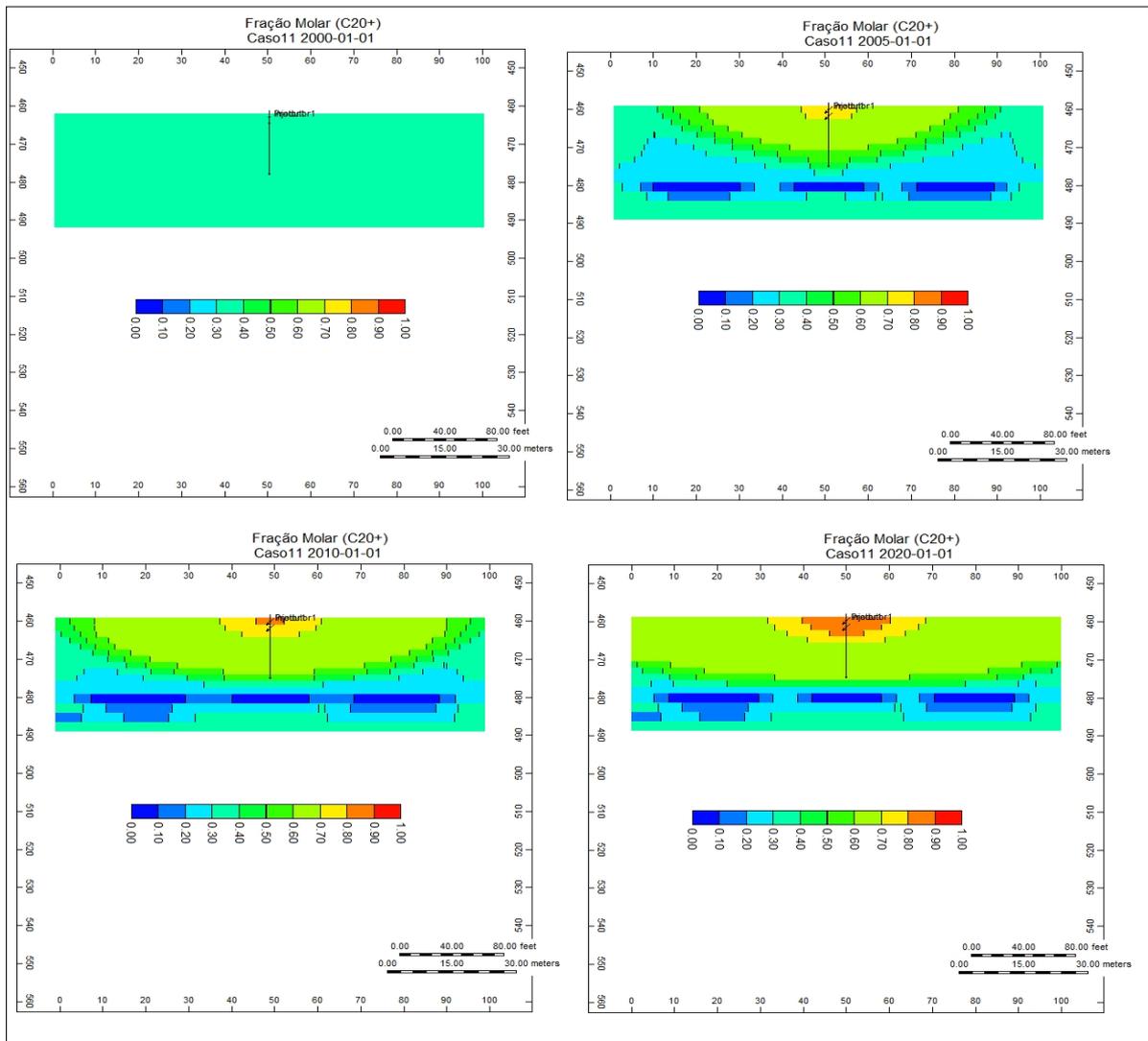


Figura 23 - Gráficos 3D para o caso11 Fração Molar (20+)

Esse caso foi escolhido como o melhor cenário levando em conta o fator de recuperação para os primeiros anos de projeto.

O GAGD é um processo de drenagem gravitacional e assim, após a erupção do gás a produção passa a ser dominada pela força gravitacional mantendo a recuperação elevada mesmo com uma vazão reduzida. Com isso, novas simulações foram realizadas parando de injetar CO₂ após a erupção desse gás que ocorre no primeiro ano de projeto,

a Figura 24 confirma o fato de que a produção tem apenas uma leve queda após o fechamento do poço, a vazão no poço produtor continua quase a mesma.

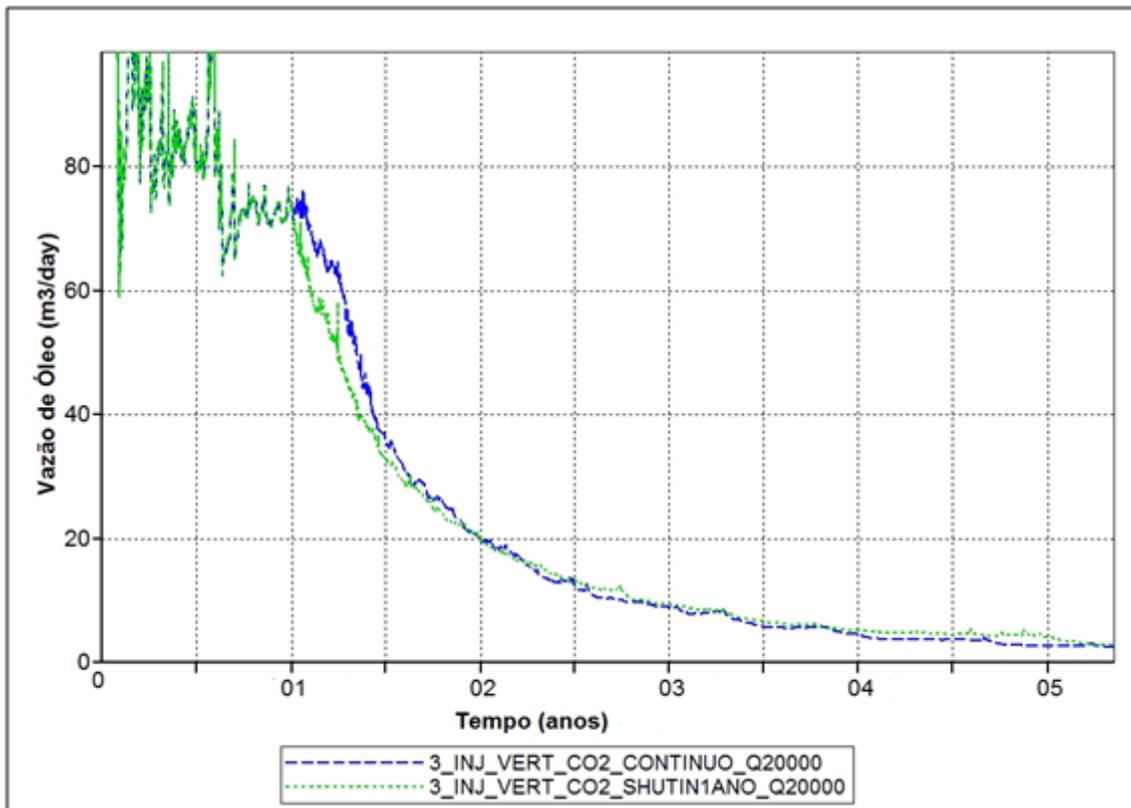


Figura 24 - Gráfico de vazão de óleo com injeção contínua e *Shutin*

Após a erupção do gás, a força viscosa perde espaço para a força gravitacional, por isso que é recomendável fechar o poço injetor após esse período. A Figura 25 mostra a produção acumulada do reservatório e claramente se percebe que a produção após o fechamento do poço é irrisória, sendo assim é mais viável fechar o poço após o primeiro ano de projeto.

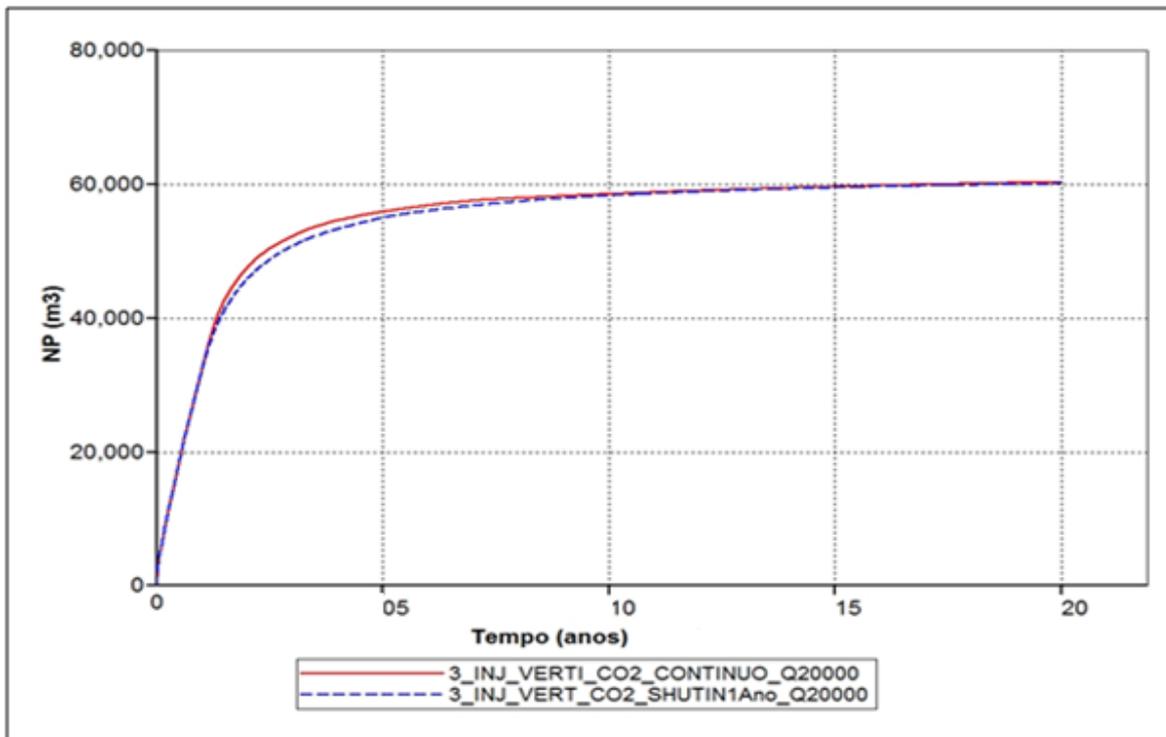


Figura 25- Gráfico de Produção Acumulada de óleo para injeção contínua e *Shutin*

Portanto, o modelo otimizado do processo estudado se caracteriza por uma melhora no cenário escolhido como o mais eficiente, onde o poço foi fechado após o primeiro ano de projeto mantendo sua produção elevada e acarretando em uma possível redução de custos.

Conclusões e Recomendações

5 Conclusões e Recomendações

Neste tópico são apresentadas as principais conclusões e recomendações do trabalho apresentado.

5.1 Conclusões

De posse dos resultados obtidos, pode-se aferir que:

- Em geral, o modelo estudado do GAGD apresentou um incremento na recuperação em torno de cinquenta pontos percentuais em relação à recuperação primária do reservatório.
- Os parâmetros estudados - tipo de fluido injetado, vazão de injeção e completação do poço produtor - tiveram sua relevância no projeto. O parâmetro vazão de injeção foi o mais relevante na otimização desse processo e o parâmetro completação do poço injetor o de menor relevância por não inferir significativamente no fator de recuperação.
- Observou-se que a injeção de CO₂ tem uma eficiência de recuperação bem superior quando comparado com a injeção de água, com um acréscimo de mais de 20% no fator de recuperação.
- Na escolha do melhor cenário, encontrou-se injetando 20000 m³/dia de CO₂, com três poços dispostos verticalmente, um fator de recuperação muito próximo aos casos com vazão de 50000 m³/dia, sendo, portanto o de 20000 m³/dia o melhor cenário.
- Observou-se que, após a erupção do gás injetado, a força gravitacional é a mais atuante e assim se torna mais interessante fechar o poço injetor, mantendo uma elevada recuperação.

5.2 Recomendações

- Estudar o efeito do GAGD com outros tipos de gás como gás natural, metano e nitrogênio, a fim de se observar a influencia no FR.
- Fazer estudos de eficiência desse processo de drenagem para diferentes viscosidades.
- Averiguar a influência de aquíferos ou capa de gás nesse processo de recuperação.

- Fazer testes alterando a distância vertical entre o poço injetor e o produtor dispostos horizontalmente.

Referências

6 Referências

- BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses - *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*, Natal-RN, 2005.
- BAUTISTA, E. V. : *Análise Paramétrica da simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010. Natal-RN.
- BUCKLEY, S. E. ; LEVERETT, M. C. *Mechanism of fluid displacement in Sands*, Petrol Trans. AIME 146, p. 107-116.
- CARDOSO, Luis Claudio. *Petróleo do poço ao posto*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005
- CARDWELL, W. T. ; PARKSONS, R.L. *Gravity Drainage Theory*, Trans. AIME 179, 1948.
- 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.
- RAO, D. N. *Development and Optimization of Gás Assisted Gravity Drainage (GAGD) process for Improved Light Oil Recovery*, Annual technical progress report, out 2003.
- RAO, D. N.; AYIRLA, S. C.; KULKARNI, M. M.; SHARMA, A. O. *Development of the Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) process for improved light oil recovery*. SPE 89357. Abril, 2004.
- RAO, D. N., ROUGE, B., LA Patent Department Taylor, Porter, Brooks & Phillips. *Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) process for improved light oil recovery*. C.I. E21B43/18 US 2006/0289157 A1. 28 dic 2006.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.
- RUIZ, C. P. A. – *Estudo Comparativo da Injeção de Água Usando Poços Verticais e Horizontais*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012. Natal-RN.
- THOMAS, J. E. - *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

- MUSKAT, M. *Physical principal of oil production*, McGraw-Hill Book Company, New York, 1949.
- LI, H. ; PUTRA, E. ; SCHECHTER, D. S; GRIG, R. B. *Experimental Investigation od CO2 gravity drainage in a Fractured System* SPE 64510. Outubro, 2000.
- TERWILLIGER, P. L. ; WILSEY, L. E ; HALL, H. N. ; BRIDGES, P. M. ; MORSE, R. A. *An Experimental and Theoreticl investigation of gravity drainage perfomance trans.* , AIME 192, 1951, p. 285-296
- HAGGORT, J. *Oil Recovery by Gravity Drainage*, SPE 7424, SPE Journal, Junho, 1980.