



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

Sérgio Saraiva Forte Júnior

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO₂ EM UM RESERVATÓRIO COM
CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO**

NATAL
2015

Sérgio Saraiva Forte Júnior

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO₂ EM UM RESERVATÓRIO COM
CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO**

Trabalho apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadora: Jennys Lourdes Meneses Barillas, Dra.

NATAL

2015

Sérgio Saraiva Forte Júnior

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO₂ EM UM RESERVATÓRIO COM
CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO**

Natal, 03 de Dezembro de 2015.

Banca examinadora:

Jennys Lourdes Meneses Barillas, Dra.

Orientadora

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal-RN-Brasil

Anthony Andrey Ramalho Diniz, Dr.

Examinador

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal-RN-Brasil

Célio Gurgel Amorim, M.Sc.

Examinador

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal-RN-Brasil

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais **Sérgio Saraiva Forte** e **Maria de Jesus de Oliveira Forte**, que nunca mediram esforços para que um sonho se tornasse realidade.

AGRADECIMENTOS

A Deus pelas dádivas proporcionadas em minha vida que permitiram que eu chegasse até aqui.

À toda minha família, em especial aos meus pais, Sérgio e Maria, por sempre me incentivarem a ser melhor e nunca deixarem que me faltasse nada para crescer.

A Eduardo por me aturar sendo difícil.

Aos amigos das horas boas e difíceis que sei que adotei pra vida: Igor, Paula, Alexandre e Pablo.

Às minhas meninas do CsF, Joana e Rafaella, pela cumplicidade e amor.

Aos professores dos departamentos de engenharia de petróleo da UFRN e da University of Tulsa pelos conhecimentos passados que possibilitaram o desenvolvimento deste projeto.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pelo conhecimento adquirido.

À orientadora Profa. Dra. Jennys Barillas por guiar e tornar possível a elaboração deste trabalho.

Ao Governo Federal pelo oferecimento do programa Ciências sem Fronteiras que ajudou a moldar a pessoa que sou hoje.

À CMG pela disponibilidade de seus softwares.

FORTE JÚNIOR, Sérgio Saraiva. **Estudo da injeção contínua de CO₂ em um reservatório com características do pré-sal brasileiro.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

O estudo de técnicas passíveis de serem implementadas em reservatórios de petróleo com características excepcionais, como os do pré-sal brasileiro, é vital dado o caráter recente do início da exploração dessas novas fronteiras técnicas. Nesta perspectiva, este trabalho objetiva apresentar um estudo do uso de um método de recuperação avançada de petróleo, a injeção de CO₂ contínua, em um reservatório com características médias do pré-sal brasileiro. Valendo-se de simulações numéricas realizadas por intermédio do simulador GEM, da CMG, foram analisados fatores de recuperação de óleo para diferentes configurações de poços e parâmetros operacionais com e sem injeção de CO₂. Os resultados demonstraram que, devido à utilização do método de recuperação avançado, foi possível aumentar o fator de recuperação de óleo de 8%, na produção primária, para quase 90%. Além disso, apontaram para a relevância do gerenciamento de fatores como pressão de fundo de poço mínima, quantidade de CO₂ injetado e disposição dos poços injetores e produtores.

Palavras-chave: Injeção de CO₂; Pré-sal; Fator de recuperação

FORTE JÚNIOR, Sérgio Saraiva. **Study of the continuous CO₂ injection on a reservoir with the Brazilian Pre-salt characteristics.** Final Project Paper (Undergraduation on Petroleum Engineering) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

Advisor: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

ABSTRACT

The study of methods that can be potentially used in oil reservoirs with exceptional features, like the Brazilian Pre-Salt's, is vital given the recency of the explorations of these new technical frontiers. On this context, this research presents a study of the use of an enhanced oil recovery method, the continuous CO₂ injection, in a reservoir with average characteristics of the Brazilian Pre-salt. Applying numerical simulation using CMG's GEM simulator, oil recovery factors were analyzed for different well configurations and operational parameters with and without the continuous injection of CO₂. The results show that, due to the use of the enhanced oil recovery method, it was possible to increase the oil recovery factor from 8%, on the primary recovery, to about 90%. In addition to that, they pointed out to the relevance of managing operational factors such as minimal bottom hole pressure, amount of injected CO₂ and the distribution of the injection and production wells.

Keywords: CO₂ injection; Pre-salt; Oil recovery factor

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Resumo dos métodos de recuperação	18
Figura 3.1 - Curvas de permeabilidade relativa da água (k_{rw}) e do óleo (k_{ro}) em função da saturação de água	22
Figura 3.2 - Curvas de permeabilidade relativa do gás	23
Figura 3.3 - Curvas de B_o e R_s	24
Figura 3.4 - Curva de viscosidade do óleo	25
Figura 3.5 - Vista superior do reservatório com curvas de nível	27
Figura 3.6 - Vistas 3D do reservatório	27
Figura 3.7 - Representação dos canhoneios. A) Canhoneio total B) Canhoneio parcial, sem topo do reservatório C) Poço direcional sem canhoneio no topo.	29
Figura 3.8 - Modelos de produção primária.	30
Figura 4.1 - Canhoneio completo do intervalo do reservatório por um poço vertical	32
Figura 4.2 - Comparativo da produção primária para <i>BHP</i> acima, abaixo e igual à pressão de bolha	33
Figura 4.3 - Saturação de gás após um ano de produção para produção. A) <i>BHP</i> de 5099 psi; B) <i>BHP</i> de 5599 psi; C) <i>BHP</i> de 6099 psi	34
Figura 4.4 - Comparativo das profundidades canhoneadas para produção primária	36
Figura 4.5 - Saturação de gás após dois anos de produção	36
Figura 4.6 - Modelos de produção primária. A) 1 poço produtor, configuração 1; B) 1 poço produtor, configuração 2; C) 2 poços produtores, configuração 1; C) 2 poços produtores, configuração 2; E) 3 poços produtores, configuração 1; F) 3 poços produtores, configuração 2; G) 4 poços produtores, configuração 1; H) 4 poços produtores, configuração 2.	37
Figura 4.7 - Comparativo entre as malhas de produção primária	41
Figura 4.8 - Comparativo dos fatores de recuperação para diferentes vazões de injeção na configuração 1	43
Figura 4.9 - Comparativo das configurações de injeção em 10 e 40 anos de produção	44
Figura 4.10 - Configurações de injeção. A) Configuração 1; B) Configuração 4	46
Figura 4.11 - Comparativo das frações de CO_2 injetado presentes no óleo para as configurações 3 (à esquerda) e 4 (à direita) depois de 4, 10 e 20 anos de produção.	47

Figura 4.12 - Comparativo das configurações para uma vazão de injeção de 40000m ³ /dia	48
Figura 4.13 - Comparativo da produção da Configuração 4 com o modelo base	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Composição do fluido	21
Tabela 3.2 - Propriedades do reservatório	26
Tabela 3.3 - Disposição dos blocos na direção k	26
Tabela 3.4 - Características dos poços usados para estudar as profundidades canhoneadas	28
Tabela 3.5 – Definição dos poços	29
Tabela 3.6 - Modelos de poço analisados para a injeção	31
Tabela 4.1 - Nomenclatura dos modelos de injeção	42

SIGLAS

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

ANP – Agência Nacional de Petróleo

COP-15 – *Conference of Parties in Copenhagen*

COP-21 - *Conference of Parties in Paris*

WAG – *Water Alternated Gas*

BHP – *Bottom Hole Pressure*

CMG – *Computer Modelling Group Ltd.*

SC – Condições padrão

FR – Fator de recuperação

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte

SÍMBOLOS

bbl – barris

B_o – fator volume formação de óleo

CO_2 – gás carbônico

k – permeabilidade absoluta da formação

k_h – permeabilidade horizontal

Km - quilômetro

k_o – permeabilidade efetiva do óleo

k_{rg} – permeabilidade relativa ao gás

k_{rg} – permeabilidade relativa ao gás

k_{ro} – permeabilidade relativa ao óleo

k_{rog} – permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-gás

k_{row} – permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-água

k_{rw} – permeabilidade relativa à água

k_v – permeabilidade vertical

k_w – permeabilidade efetiva da água

m – metro

m^3 – metros cúbicos

md – milidarcy

N_2 - nitrogênio

°API – grau API

°C – graus Celsius

°F – Graus Fahrenheit

Psi – libra-força por polegada quadrada

Q – vazão volumétrica

Q_{inj} – Vazão de injeção

R_s – razão de solubilidade

S_l – saturação de líquido

S_w – saturação de água

SUMÁRIO

	I
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 OBJETIVO	15
2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
2.1 CONCEITOS BÁSICOS EM ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS	16
2.1.1 <i>Fator de recuperação</i>	16
2.1.2 <i>Fluxo de Fluidos em meios porosos</i>	16
2.2 RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO	17
2.3 MÉTODOS MISCÍVEIS	18
2.4 INJEÇÃO DE CO ₂	19
3 MATERIAIS E MÉTODOS	20
3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	20
3.1.1 <i>Builder</i>	20
3.1.2 <i>WinProp</i>	20
3.1.3 <i>GEM</i>	20
3.2 MODELAGEM DO FLUIDO	21
3.2.1 <i>Composição</i>	21
3.2.2 <i>Interação rocha-fluido</i>	21
3.3 MODELAGEM DO RESERVATÓRIO	25
3.4 MODELAGEM DOS POÇOS	28
3.5 METODOLOGIA	31
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	32
4.1 ANÁLISE DA PRESSÃO DE FUNDO DE POÇO NA PRODUÇÃO PRIMÁRIA	32
4.2 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO CANHONEIO NO FATOR DE RECUPERAÇÃO	34
4.3 ANÁLISE DAS MALHAS DE PRODUÇÃO	37
4.4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA VAZÃO DE INJEÇÃO DE CO ₂	42
4.5 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO <i>BHP</i> NA INJEÇÃO DE CO ₂	48
5 CONCLUSÃO	50
REFERÊNCIAS	51

1 INTRODUÇÃO

O relatório da EPE, Empresa de Pesquisa Energética, órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia, em 2013, mostra que a demanda energética no Brasil deve dobrar entre os anos de 2013 e 2050. Este também afirma que os derivados de petróleo são responsáveis por, aproximadamente, 39,4% da energia consumida no país. É neste cenário de crescimento de demanda que o investimento em pesquisas para descoberta e extração de petróleo se torna vital. Um grande passo na direção do crescimento da produção de petróleo nacional foi dado com a descoberta e consequente início da produção dos reservatórios do pré-sal.

Esforços da Petrobras em conjunto com ANP levaram à descoberta de uma acumulação de hidrocarbonetos abaixo de uma camada de sal que se estende do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina. Essa camada tem aproximadamente 800km de comprimento, algumas faixas chegando a 200km de largura e encontra-se, em sua maioria, localizada em zonas com lâmina de água superior a 2000m (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2009). Também foi constatado que os reservatórios se encontram em profundidades entre 6 e 8km de profundidade. Além disso, sabe-se que o óleo encontrado é de moderado a leve, apresentando °API superior a 25 (PETROBRAS, 2014a).

Reservatórios de petróleo são, geralmente, rochas encontradas em certas profundidades que possuem hidrocarbonetos aprisionados em seu interior, no espaço poroso. Esses hidrocarbonetos estão sob efeito da pressão advinda de toda carga que existe acima dessa rocha, assim, é fácil notar que este sistema possui uma energia própria, em forma de pressão. Uma vez perfurado um poço capaz de conectar a superfície a um reservatório, esta energia é, nos casos de poços surgentes, a força que impele os fluidos do dito reservatório para a superfície.

Mas, quando se produz de um reservatório, este perde massa com o tempo e alivia a carga à qual o fluido está submetido, fazendo com que a pressão ali caia. Quando tal fenômeno acontece, diz-se que está havendo a depletação do dado reservatório. Com a queda de pressão, o sistema vai perdendo a energia que fazia o fluido chegar à superfície, até que este pare, no instante onde a energia provida pelo reservatório é igual ou menor que a necessária para elevar o fluido. Considerando

que não sejam utilizados métodos de elevação artificial, este ponto representa a produção primária do sistema.

A pressão do reservatório também está diretamente ligada ao potencial de produção de uma área, dado que este reage sob as leis de um meio poroso. Se a pressão cai, também cairá a vazão de produção, que não é algo almejado pelos profissionais da área, uma vez que a produção rende a receita da indústria. Neste viés de pensamento, os métodos de recuperação secundária foram desenvolvidos para tentar evitar a depleção do reservatório e aumentar a quantidade máxima de hidrocarbonetos que podem ser produzidos deste reservatório. Estes métodos se valem da injeção de fluidos no reservatório em lugares e formas estratégicas para evitar a queda de pressão deste e, talvez, melhorar a mecânica de fluxo dos hidrocarbonetos, guiando-os aos poços. Dentre os fluidos mais comumente injetados estão a água e o CO₂.

É característica recorrente de reservatórios do pré-sal a produção de um volume elevado de CO₂ que pode até ser ventilado para atmosfera. Nesse contexto, estratégias capazes de diminuir emissões de gases causadores do efeito estufa são muito bem vistas, ainda mais quando observa-se o esforço internacional para evitar o aumento da temperatura média do planeta em 2°C até o fim do século visto na COP-15 e tido como um dos principais objetivos da COP-21 (ROBERT, 2015). Daí parte o desafio da indústria, que é conseguir captar, tratar e comprimir esse CO₂ produzido para a reinjeção, dado o espaço físico limitado das plataformas de produção, sendo o resultado desta injeção o objeto do presente trabalho.

1.1 OBJETIVO

Estudar o comportamento da produção de um reservatório com características médias do pré-sal brasileiro submetido a um processo de injeção contínua de CO₂.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Nesta seção serão tratados conceitos utilizados no decorrer do trabalho para explicar os fenômenos que acontecem nos reservatórios.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS EM ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

2.1.1 Fator de recuperação

O fator de recuperação de óleo é, segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), a fração do volume original de hidrocarbonetos, em condições padrão, recuperada durante a vida útil do reservatório. Logo, pode-se pensar nisso como a quantidade de óleo que se espera produzir em relação à quantidade que existia no reservatório no instante inicial da produção. O valor que este fator pode atingir depende fortemente dos mecanismos de produção que agem sobre a jazida, bem como dos métodos de recuperação que foram implementados ali. Dessa forma, este fator pode ser usado como um dos parâmetros técnicos decisivos na escolha da implementação de um projeto de recuperação avançada.

2.1.2 Fluxo de Fluidos em meios porosos

Sendo os reservatórios de petróleo meios porosos, eles são submetidos às leis que regem o fluxo de fluidos nesses meios. Uma dessas leis é a Lei de Darcy, que propõe que, para um fluxo horizontal de um fluido monofásico, a vazão deste em uma amostra porosa de comprimento L e área da seção transversal ao fluxo A , é dada pela Equação 2.1.

$$Q = -\frac{kA}{\mu} * \frac{\Delta P}{L} \quad \text{Equação 2.1}$$

Na Equação 2.1, ΔP representa a diferença de pressão aplicada à amostra, μ é a viscosidade do fluido e k é a permeabilidade absoluta do meio poroso. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Daí é possível observar que existem relações de:

- a) Proporcionalidade direta entre a vazão no meio poroso e o diferencial de pressão ao qual o meio poroso está submetido;
- b) Proporcionalidade inversa entre a vazão no meio poroso e a viscosidade do fluido que o atravessa.

2.2 RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

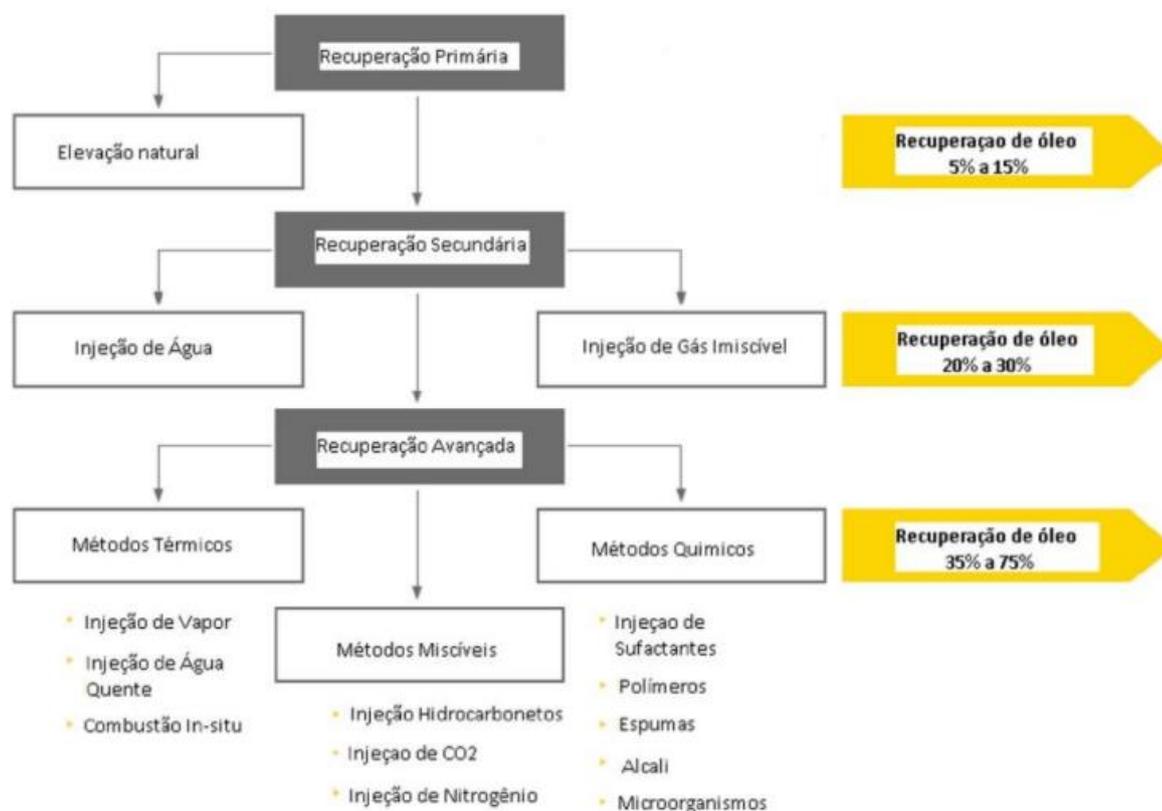
Rosa, Carvalho e Xavier (2006) afirmam que há duas maneiras de diminuir as consequências advindas da dissipação da energia que os reservatórios apresentam naturalmente, sendo a primeira pela adição de energia externa no sistema, de forma artificial, pela injeção de determinados fluidos. Já a segunda forma é pela atenuação das forças viscosas e/ou capilares usando métodos especiais, como a adição de calor ou agentes químicos no sistema.

O volume de óleo adicional obtido a partir da implementação de operações que vão além da utilização da energia primária do reservatório é conhecido como recuperação secundária. Já a recuperação avançada é o resultado proveniente do uso de operações que mudem fatores internos do sistema, como viscosidade ou tensão interfacial dos fluidos.

Assim, reservatórios que possuem mecanismos de produção naturais pouco eficientes ou dos quais se quer recuperar uma fração maior de hidrocarbonetos que ainda encontram-se aprisionados na rocha são bons candidatos à implementação de projetos de recuperação secundária e/ou avançada. Tornou-se comum a implementação desses projetos desde o início da produção do reservatório, ou seja, não sendo necessário esperar pelo declínio total de produção, na esperança de que aconteça uma manutenção de pressão do sistema, (THOMAS *et al.*, 2003).

A Figura 2.1 apresenta um resumo dos principais métodos de recuperação utilizados em conjunto com fatores de recuperação finais médios obtidos da utilização dos respectivos métodos.

Figura 2.1 - Resumo dos métodos de recuperação



Fonte: Borges, 2015, p. 5

2.3 MÉTODOS MISCÍVEIS

Segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), o deslocamento miscível acontece quando não há uma interface bem definida entre o fluido deslocante e o fluido deslocado, dessa forma, pode-se dizer que um fluido está miscibilizado no outro. Seu método de ação é baseado na redução das formas capilares e interfaciais que, de outra forma, estariam dificultando a movimentação do fluido no meio poroso, retendo-o. Uma vez que a miscibilidade é atingida, a mistura de quaisquer duas composições de fluidos miscíveis resultará em uma única fase. Esta miscibilidade, no entanto, depende da semelhança química entre os dois fluidos, e condições de pressão e temperatura. Tendo em vista essas propriedades, os fluidos mais usados nesse tipo de recuperação avançada de petróleo são fluidos naturalmente encontrados nos reservatórios como CO₂, hidrocarbonetos mais leves e o N₂.

2.4 INJEÇÃO DE CO₂

Considerando os métodos miscíveis, a injeção de CO₂ é tida como um dos métodos com melhores resultados em reservatórios de óleo leve, além disso, se apresenta como ótima opção do ponto de vista ambiental, tendo como resultado a diminuição da emissão de gases poluentes na atmosfera.

Ainda segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), o CO₂ tem forte atração pelo óleo, o que gera uma boa dissolução e causa vaporização e inchamento deste, que por sua vez se desloca no interior do meio poroso. Mas, para tanto, é necessário um valor mínimo de pressão para que seja garantida a miscibilidade. Esses valores são facilmente encontrados em reservatórios ultra-profundos, como é o caso do Pré-sal. No caso de essas condições não serem atingidas, o CO₂ deixa de agir como um solvente e passa a agir como fluido deslocante, de forma similar à injeção de água, que somente desloca os líquidos no reservatório.

A utilização do CO₂ na produção de petróleo já acontece há tempo suficiente para a indústria ter desenvolvido materiais e técnicas de injeção específicas para ele, como vistas nas ligas metálicas resistentes à corrosão advinda da presença de ácido carbônico, bombas de injeção específicas e os modelos *WAG – Water Alternating Gas* -, que são arranjos diferentes de injeção. Mas algo que permanece um desafio é a capacidade de tratar, comprimir e armazenar o gás produzido do reservatório dado o espaço físico limitado das operações *offshore*.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

O presente trabalho foi realizado com auxílio dos softwares de simulação providos pelo Computer Modelling Group Ltd. (CMG), que produz softwares para a indústria de petróleo desde 1978, tem seus produtos sendo utilizados em mais de 580 empresas do ramo de óleo e gás e está presente em mais de 61 países. Desta forma, a eficácia e fidedignidade de seus dados é comprovada por utilização histórica, (CMG, 2015a).

3.1.1 *Builder*

O módulo *Builder* é a ferramenta responsável pela geração de arquivos *.dat* para os simuladores da CMG, os arquivos que contém as informações necessárias para que haja uma simulação. Nela é possível construir o *design* do reservatório e uni-lo às informações de fluido e poço. A ferramenta proporciona a capacidade de gerenciar parâmetros operacionais da produção e permite ao usuário definir as condições iniciais às quais os parâmetros dos reservatórios estão submetidos.

3.1.2 *WinProp*

De acordo com a CMG (2015c), o *WinProp* é uma ferramenta capaz de identificar e modelar o comportamento das fases e as propriedades dos fluidos de reservatórios. A ferramenta possui a capacidade de lidar com processos multifásicos onde variações composicionais existem no tempo. Para tanto, o software utiliza equações de estado gerais para garantir a compatibilidade dos dados advindos de laboratório com modelos matemáticos, logo, sendo capaz de fazer previsões para o comportamento dos fluidos em outras situações. É a ferramenta utilizada para a modelagem de fluido, que deve ser usado como dado de entrada nos simuladores da CMG.

3.1.3 GEM

O simulador GEM é o software líder em simulação composicional e de modelagem de reservatórios não-convencionais do mundo. Para tanto, o simulador baseia-se em equações de estado geral para modelar fluxo trifásico e multicomponente. É um simulador eficaz no que diz respeito a variações de combinações de fluidos, assim como na transferência de massa entre fases, além de ser capaz de representar desde testes em escala laboratorial até campos completos.

Capaz de emular as condições físicas e químicas do reservatório, o GEM é uma ferramenta muito poderosa no estudo do uso de CO₂ miscível como método de recuperação avançada, pois, além de analisar o comportamento das fases, ainda leva em consideração a interação entre os diferentes componentes do fluido injetado e o já presente no reservatório, (CMG, 2015b).

3.2 MODELAGEM DO FLUIDO

Foram utilizados dados referentes a um fluido representativo daqueles presentes em reservatórios encontrados no pré-sal brasileiro, onde há ocorrência de óleos leves. O software *WinProp* da CMG foi o escolhido para montagem do modelo.

3.2.1 Composição

Fez-se a utilização dos pseudocomponentes apresentados na Tabela 3.1 com suas respectivas composições molares.

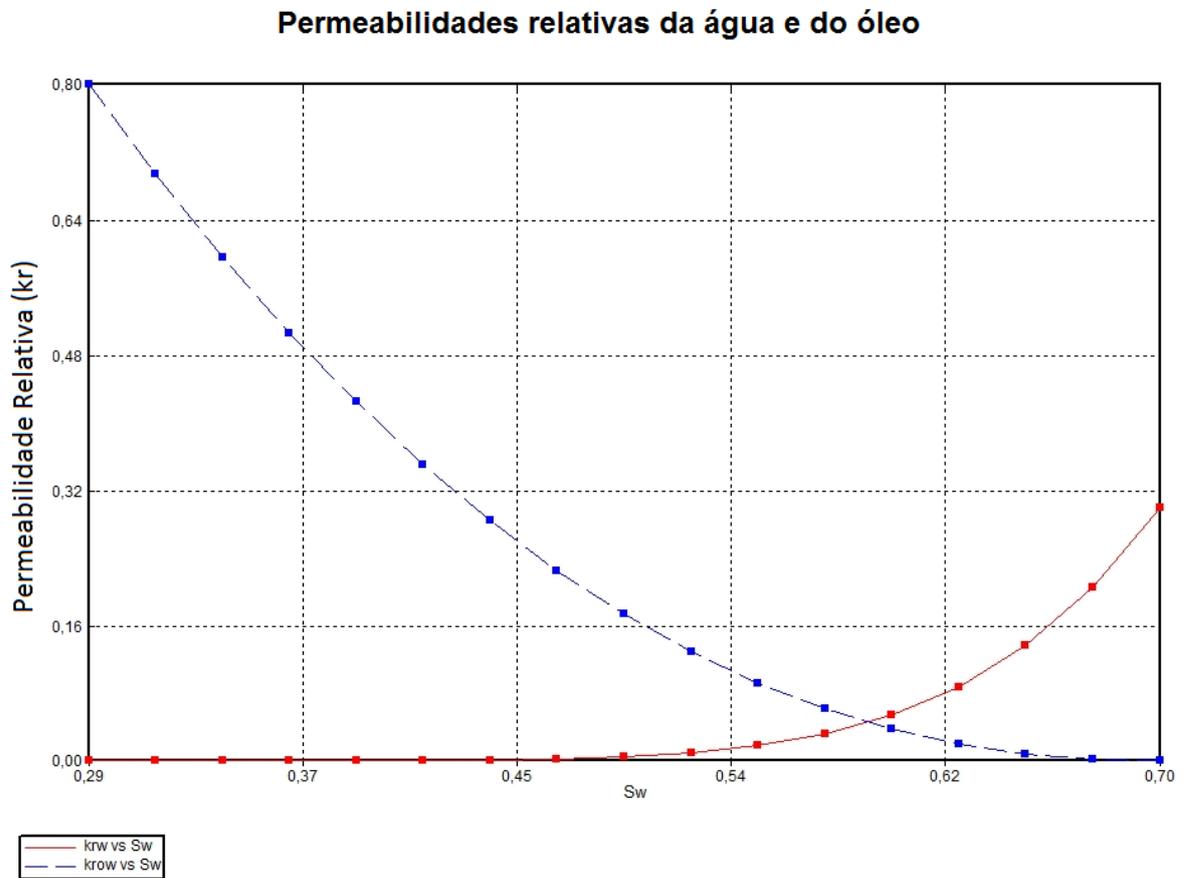
Tabela 3.1 - Composição do fluido

Pseudocomponente	Composição molar (%)
CO ₂	8,24
N ₂ & CH ₄	51,66
C ₂ & C ₃	11,94
iC ₄ – nC ₅	4,14
C ₆ – C ₉	6,56
C ₁₀ – C ₁₉	9,84
C ₂₀₊	7,62

3.2.2 Interação rocha-fluido

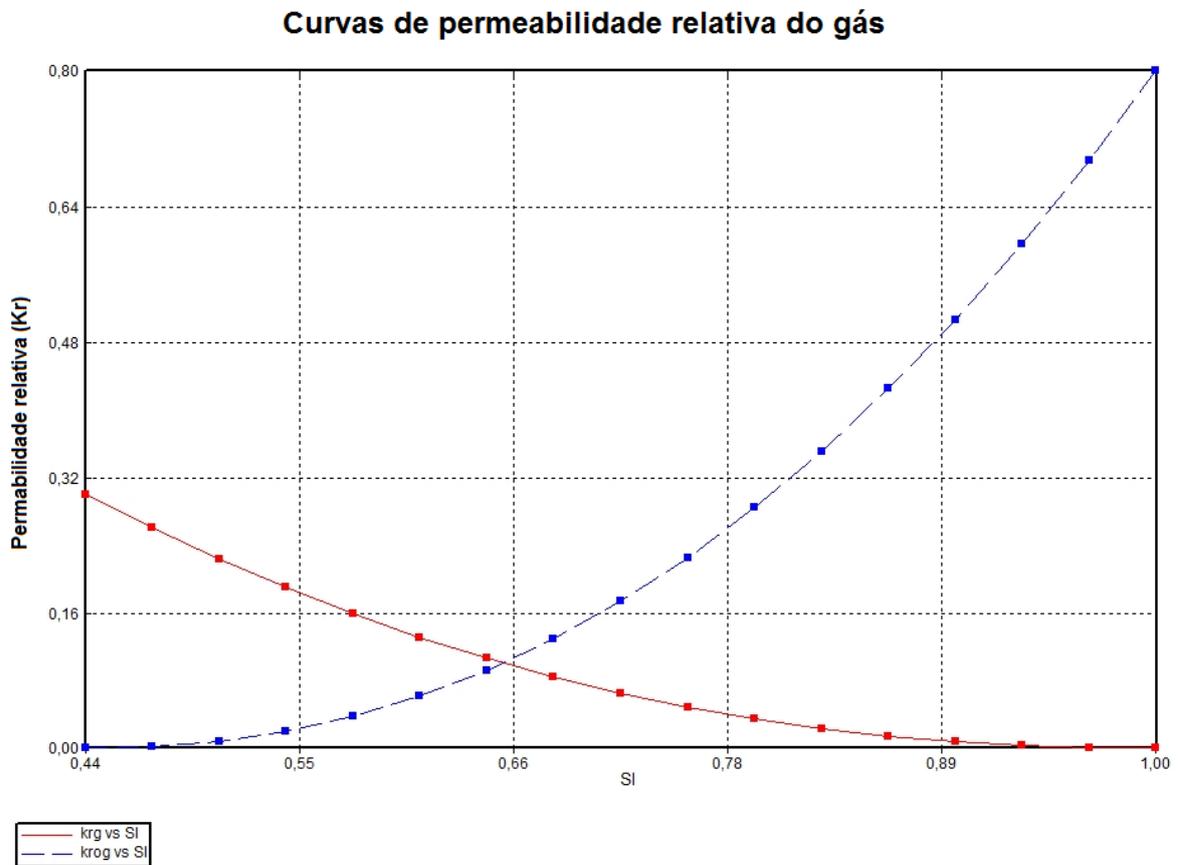
As curvas de permeabilidades relativas da água e do óleo utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho são apresentadas na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Curvas de permeabilidade relativa da água (k_{rw}) e do óleo (k_{ro}) em função da saturação de água



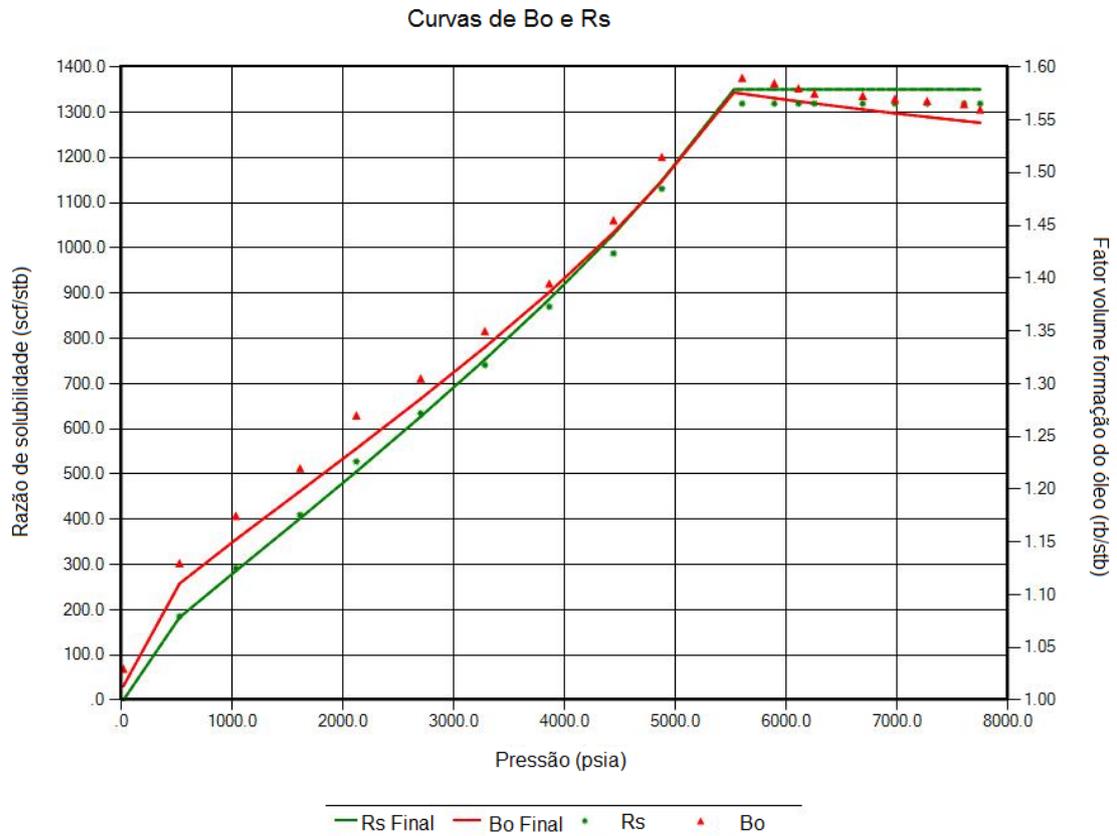
Já as curvas de permeabilidade relativa do gás estão apresentadas na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Curvas de permeabilidade relativa do gás



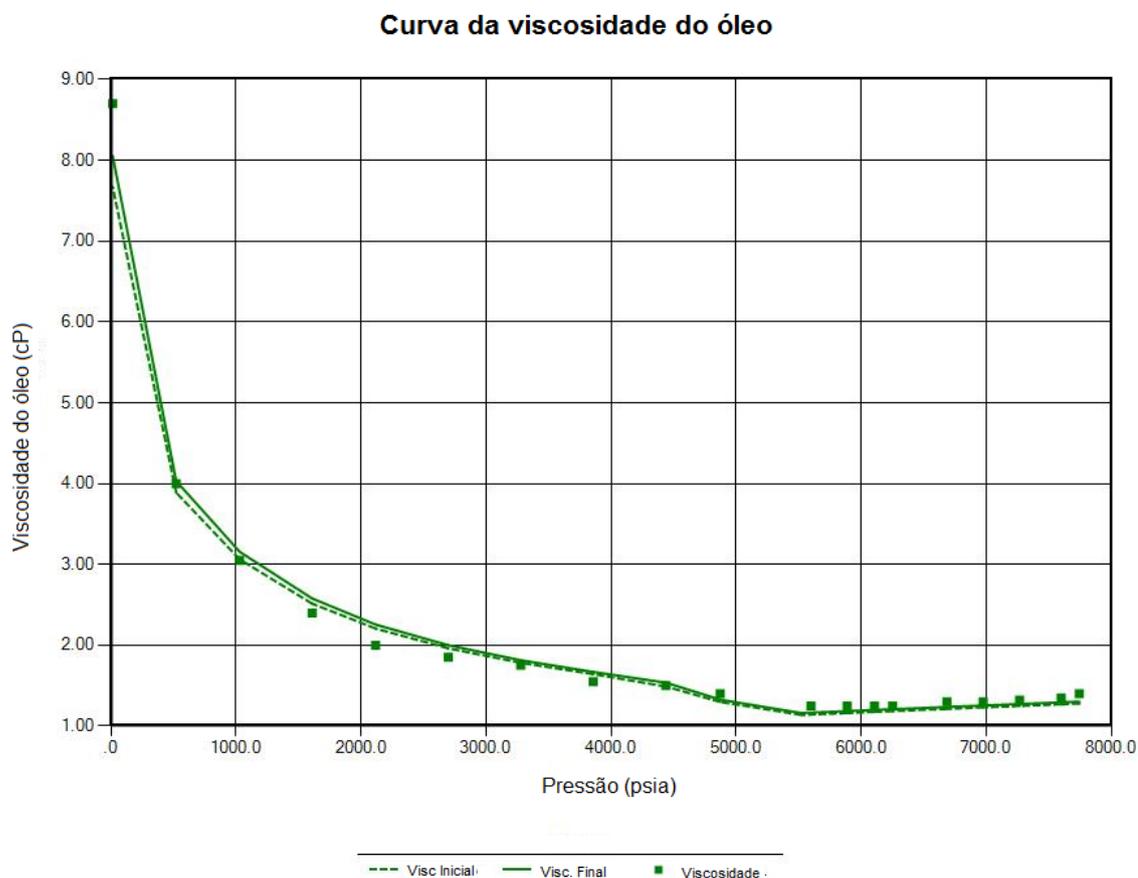
Enquanto isso, os ajustes relacionados à viscosidade são apresentados na Figura 3.3.

Figura 3.3 - Curvas de Bo e Rs



A curva de viscosidade está apresentada na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Curva de viscosidade do óleo



3.3 MODELAGEM DO RESERVATÓRIO

Para o presente trabalho, foi considerado um reservatório do tipo anticlinal que possui seu topo a uma profundidade de 5311m, e se encontra com pressão inicial de 8.904 psi, nesta profundidade. Características de porosidade, permeabilidade, compressibilidade e temperatura inicial da rocha-reservatório são exibidas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Propriedades do reservatório

Porosidade @8900psi	0,09
Permeabilidade Horizontal (kh)	450md
Permeabilidade Vertical (kv)	27md
Compressibilidade da formação @4351 psi	$9 \cdot 10^{-8} \text{ psi}^{-1}$
Temperatura inicial do reservatório	201 °F

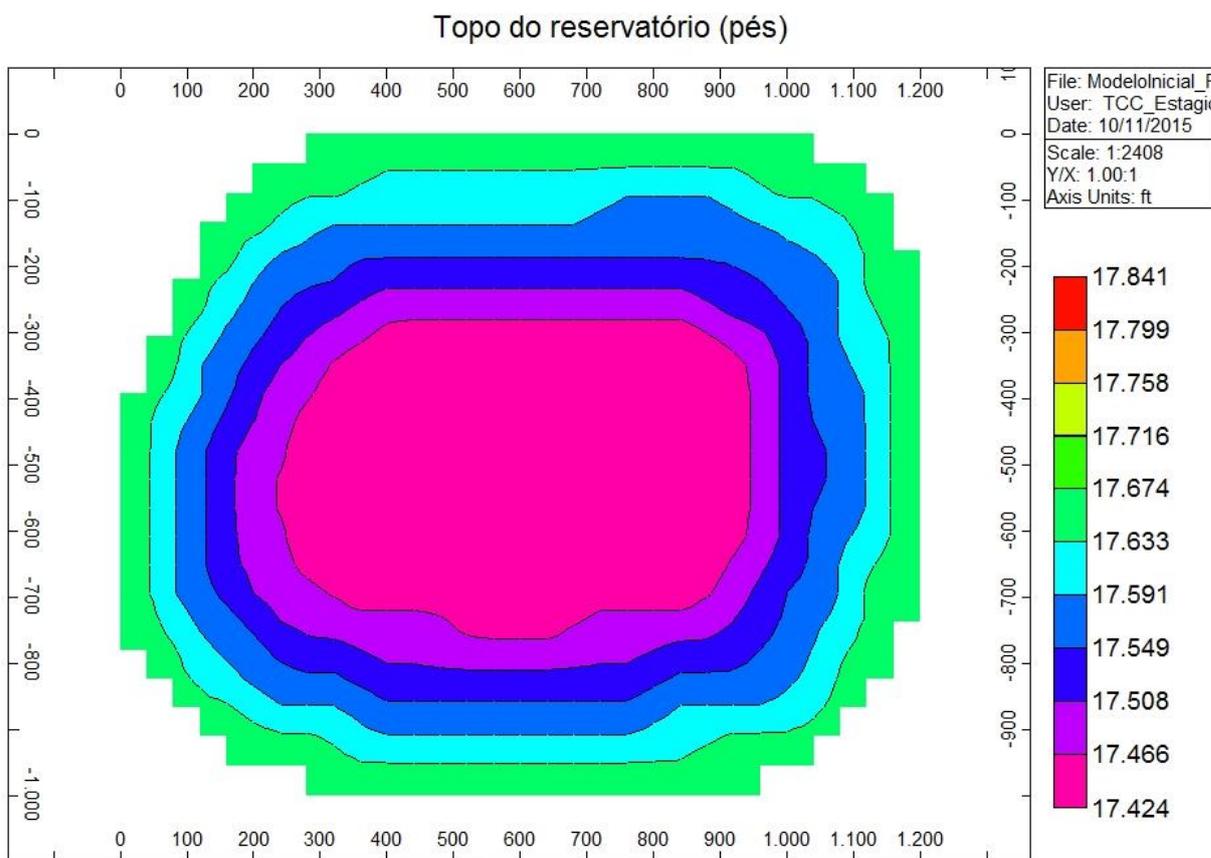
A disposição dos blocos que representam o reservatório foi gerada de forma que na direção i há 30 blocos de 40m, totalizando um comprimento de 1.200m, na direção j há 23 blocos, sendo 3 de 44,47m nas extremidades e 17 de 43,13m no centro, evidenciando uma largura de 1000m e, na direção k, há 14 blocos com disposição descrita na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Disposição dos blocos na direção k

# Blocos	6	1	2	4	1
Tamanho (m)	5	4	4,5	3	15

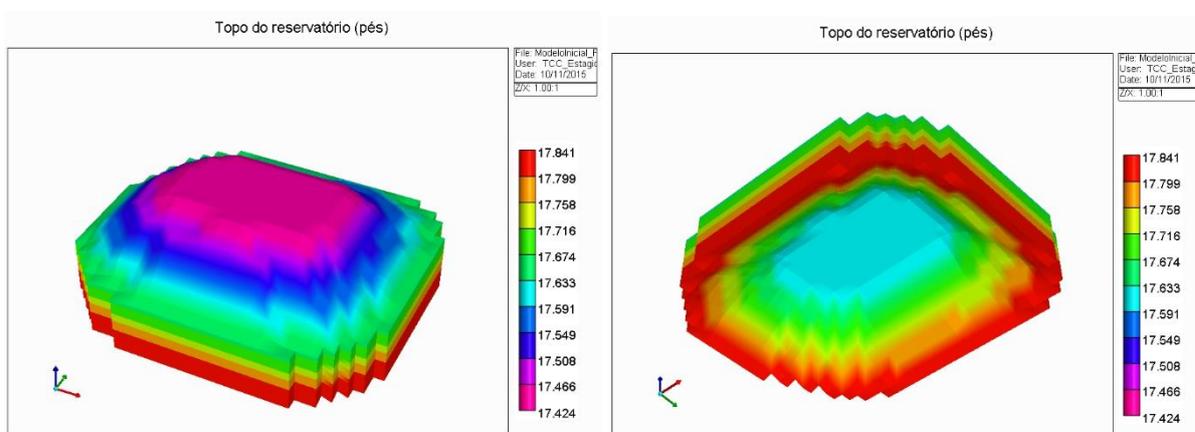
Essa disposição de blocos foi então adequada às curvas de nível do reservatório, como demonstrado na Figura 3.5.

Figura 3.5 - Vista superior do reservatório com curvas de nível



A representação final do reservatório em 3 dimensões pode ser conferida na Figura 3.6.

Figura 3.6 - Vistas 3D do reservatório



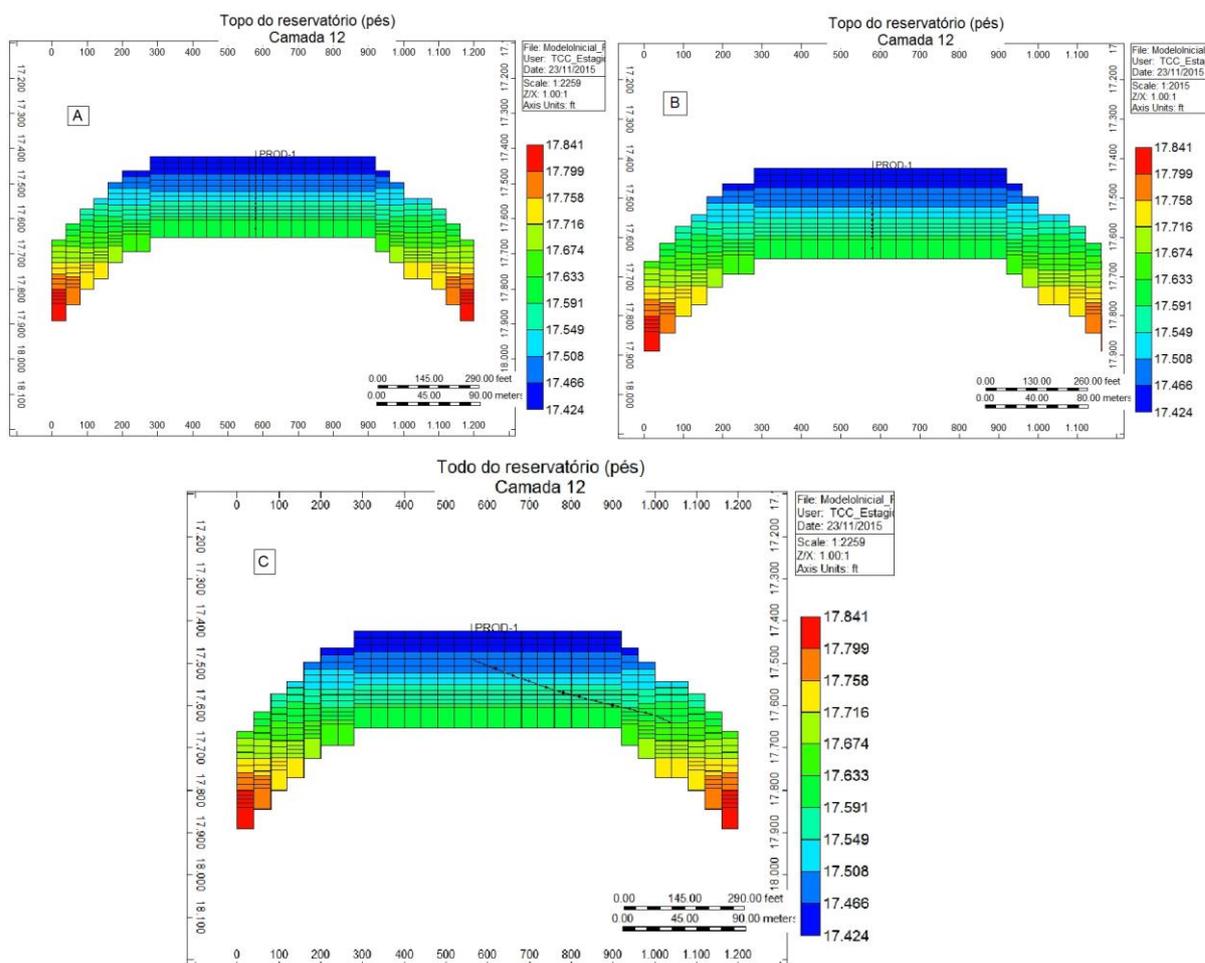
3.4 MODELAGEM DOS POÇOS

Para as simulações iniciais, antes da definição do modelo base foram utilizados três sistemas. Estes sistemas podem ser observados na Figura 3.7 e são descritos na Tabela 3.4. No estudo das pressões de fundo de poço foram utilizadas pressões 500 psi acima, abaixo e na pressão de bolha, logo, 5.099, 5.599 e 6.099 psi.

Tabela 3.4 - Características dos poços usados para estudar as profundidades canhoneadas

Sistema	Características
Figura 3.7a	Poço vertical com canhoneio em toda extensão do reservatório
Figura 3.7b	Poço vertical com canhoneio a partir de 22,5m do topo do reservatório
Figura 3.7c	Poço direcional com canhoneio a partir de 22,5m do topo do reservatório

Figura 3.7 - Representação dos canhoneios. A) Canhoneio total B) Canhoneio parcial, sem topo do reservatório C) Poço direcional sem canhoneio no topo.

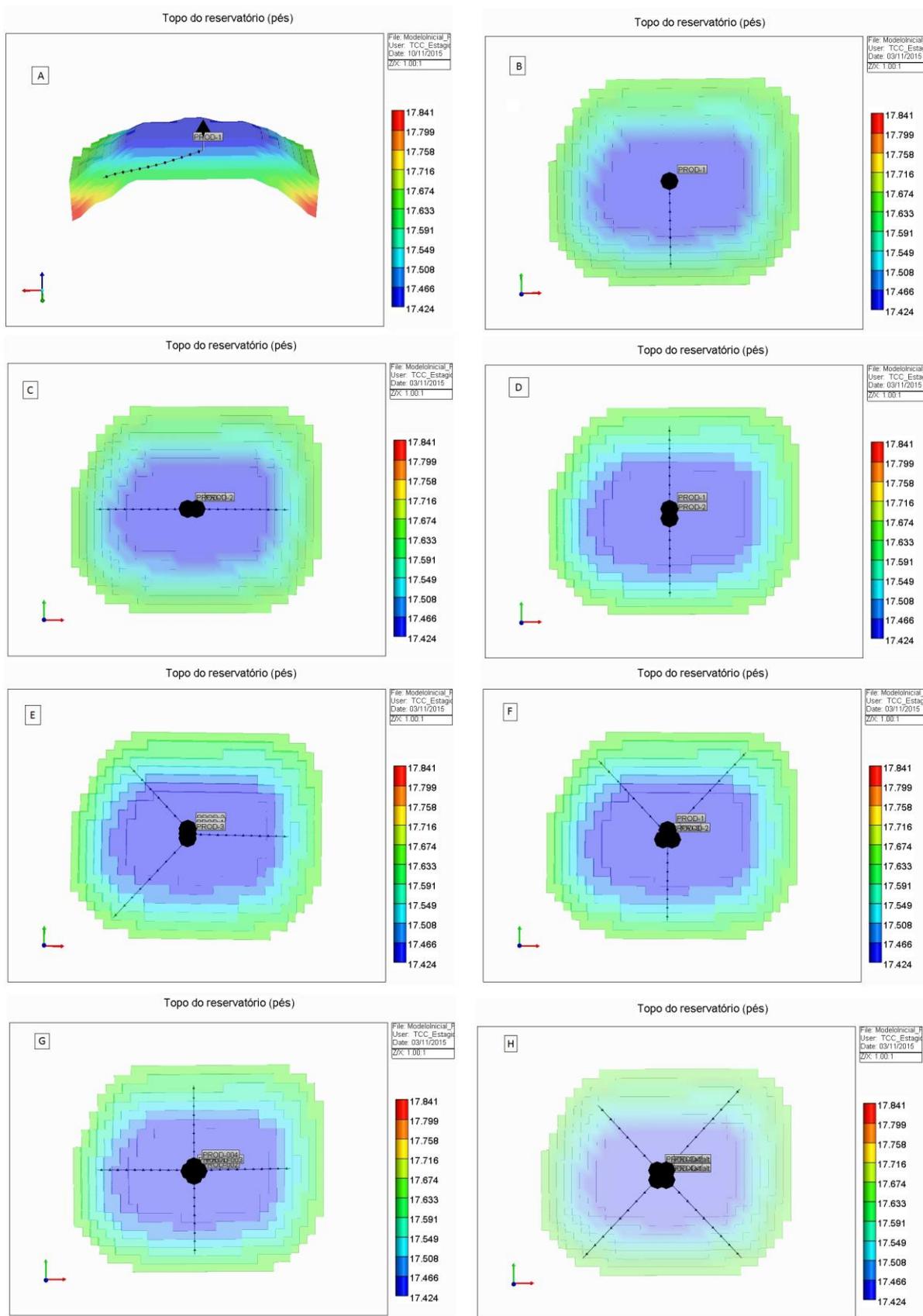


Para a definição do modelo base e análise da produção primária foram utilizados os sistemas de poços multilaterais presentes na Figura 3.8 e definidos na Tabela 3.5. Todos os poços desta fase começam seu canhoneio 22,5 metros abaixo do topo do reservatório e seguem até as fronteiras do reservatório.

Tabela 3.5 – Definição dos poços

Número de poços	Modelos
1	Figura 3.8A e Figura 3.8B
2	Figura 3.8C e Figura 3.8D
3	Figura 3.8E e Figura 3.8F
4	Figura 3.8G e Figura 3.8H

Figura 3.8 - Modelos de produção primária.



Para modelar a injeção de CO₂, foram transformados poços da Figura 3.8g em injetores e definidas quatro configurações diferentes, sendo duas com um poço injetor e três produtores, e duas com dois poços produtores e dois injetores. As configurações e vazões de injeção utilizadas estão apresentadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Modelos de poço analisados para a injeção

Nomenclatura adotada	Modelo equivalente	Vazões de injeção por malha (m³/dia)
Configuração 1	1 poço injetor no eixo X e 3 poços produtores	2.000
Configuração 2	1 poço injetor no eixo Y e 3 poços produtores	4.000
Configuração 3	2 poços injetores no eixo X e 2 poços produtores	6.000
		8.000
Configuração 4	2 poços injetores no eixo Y e 2 poços produtores	10.000
		15.000
		20.000
		40.000

3.5 METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho foram realizados os seguintes passos:

- a) Realização de um estudo bibliográfico sobre o tema;
- b) Definição e montagem de um modelo de fluido característico do pré-sal brasileiro;
- c) Definição e montagem de um modelo de reservatório característico do pré-sal brasileiro;
- d) Estudo da pressão de fundo de poço para a produção primária;
- e) Estudo das profundidades canhoneadas para a produção primária;
- f) Estudo de modelos de malha para a produção primária;
- g) Estudo das vazões de injeção de CO₂;
- h) Comparação dos resultados obtidos da injeção com o modelo de produção primária.

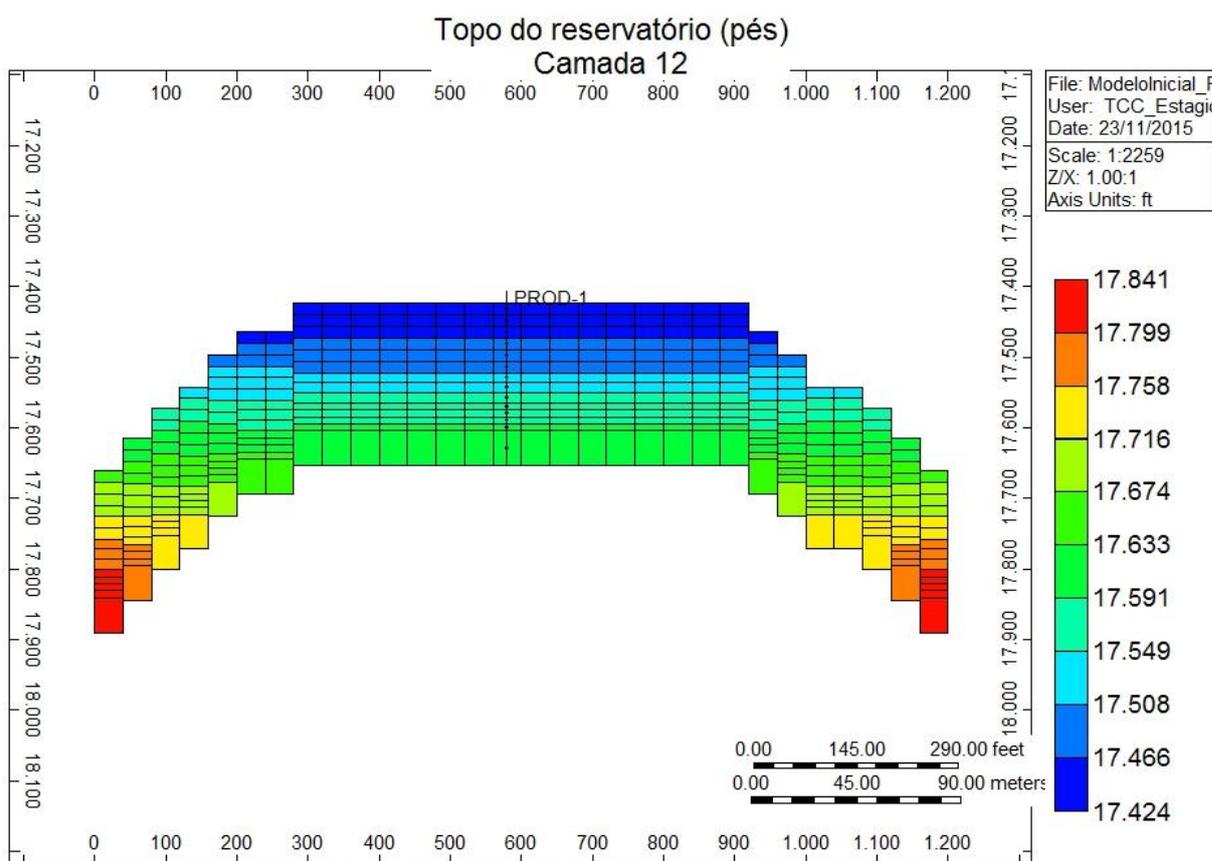
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são mostrados os resultados das simulações, bem como são discutidas as razões que levaram aos resultados. Também são levantadas questões com relação ao conteúdo dos resultados e sua plausibilidade.

4.1 ANÁLISE DA PRESSÃO DE FUNDO DE POÇO NA PRODUÇÃO PRIMÁRIA

A fim de analisar a influência da pressão de fundo de poço na produção primária do sistema que estava sendo estudado, foram realizadas três simulações de produção. Nestes, o sistema fixado apresentava um poço vertical que se encontrava no centro do reservatório. Este poço, por sua vez, foi canhoneado em toda a espessura do reservatório, como vista na Figura 4.1.

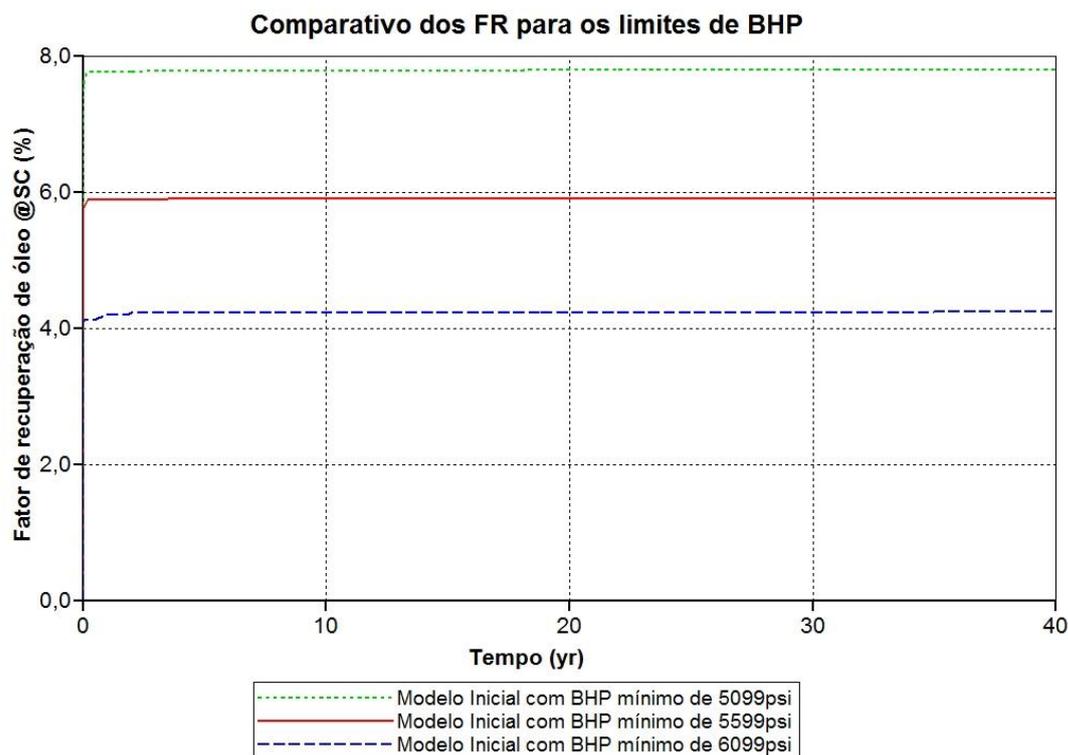
Figura 4.1 - Canhoneio completo do intervalo do reservatório por um poço vertical



Então, três diferentes pressões de fundo de poço foram simuladas. No primeiro caso, a pressão de fundo (*BHP*) mínima foi de 5599psi, valor igual à pressão de bolha do fluido. Já no segundo e terceiro casos, escolheu-se o uso de pressões de 6099 e 5099 psi, representando os casos com o fundo de poço em situação

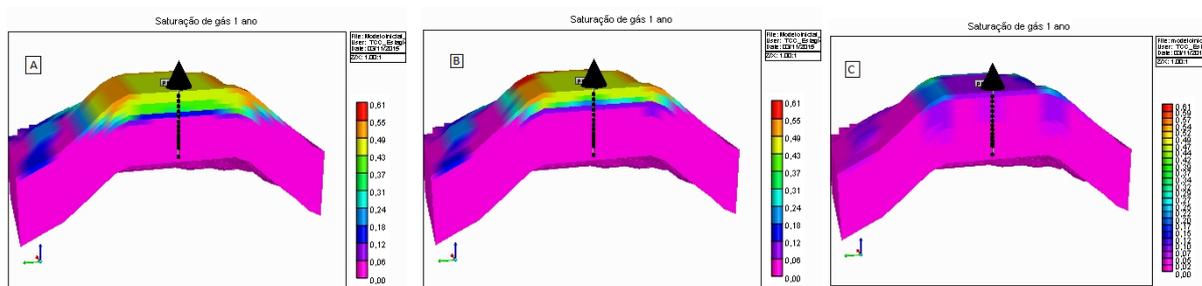
subsaturada e saturada, ou seja, analisando produções de fundo de poço acima e abaixo do ponto de bolha. Os resultados obtidos a partir dessas simulações estão expostos na Figura 4.2.

Figura 4.2 - Comparativo da produção primária para *BHP* acima, abaixo e igual à pressão de bolha



Pode-se então notar que, para a produção primária, a utilização de uma pressão de fundo de poço menor que a pressão de bolha revelou uma melhor recuperação do reservatório em todos os tempos, seguida pela utilização do *BHP* na pressão de bolha e, logo em seguida, acima da pressão de bolha. Esse resultado possivelmente deriva de questões relacionadas aos mecanismos de produção presentes no reservatório. Ao diminuir a pressão de fundo de poço estimula-se uma maior diferença de pressão entre a pressão do reservatório e o ponto de início da produção de óleo, o que, pela equação de Darcy, leva a um aumento da vazão e consequente aumento na produção. Ainda pode-se notar um aumento da saturação de gás no reservatório, proveniente da saída do gás que se encontrava em solução no fluido, como evidenciado pelos valores da saturação de gás após um ano de produção vistos na Figura 4.3.

Figura 4.3 - Saturação de gás após um ano de produção para produção. A) *BHP* de 5099 psi; B) *BHP* de 5599 psi; C) *BHP* de 6099 psi

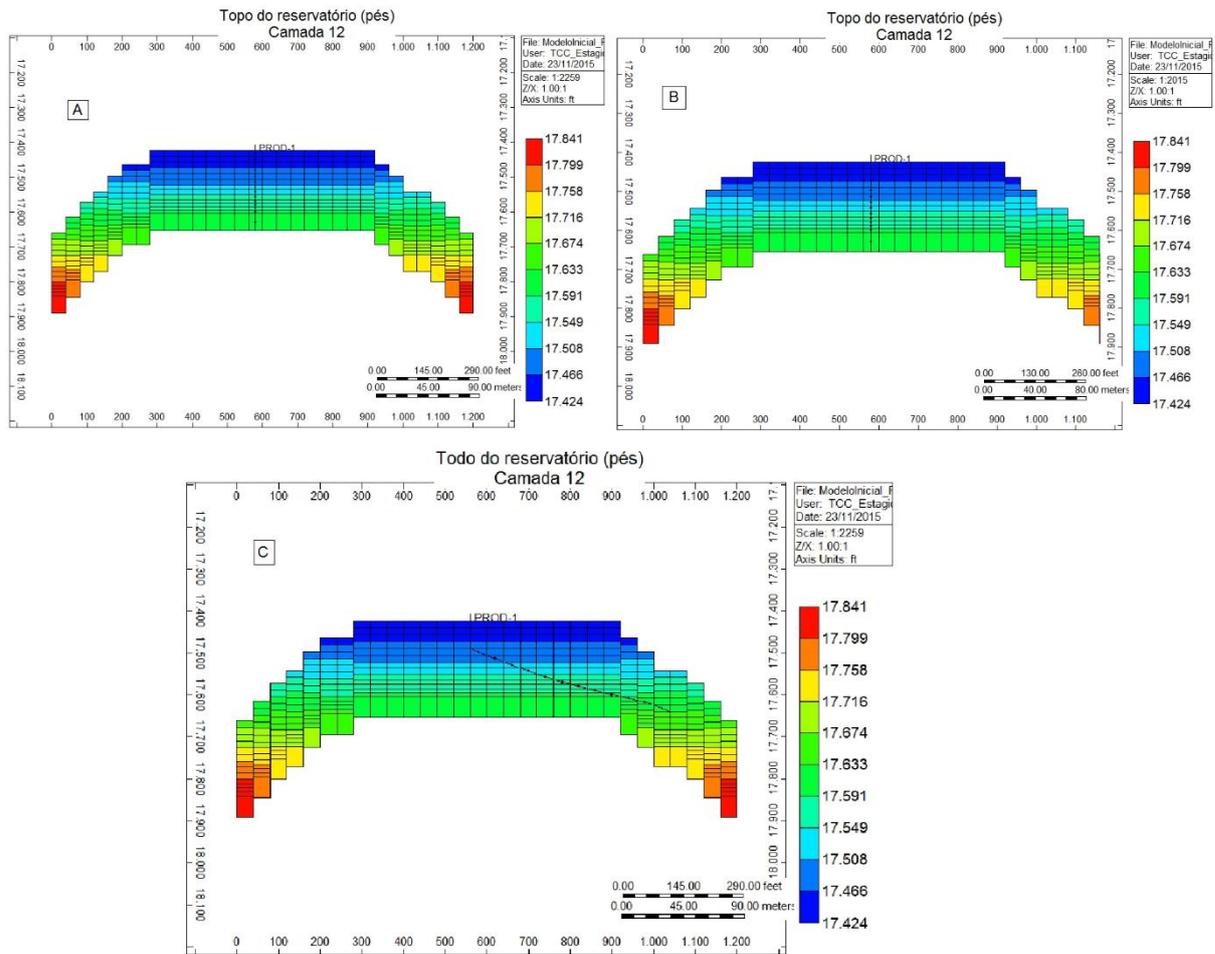


O fenômeno da saída do gás em solução e conseqüente queda de pressão auxilia na produção de duas formas: primeiro, por ter uma compressibilidade muito maior que a fase líquida, o gás se expande mais com a mesma variação de pressão, o que favorece a expulsão de uma maior quantidade de massa do reservatório. Além disso, melhora a capacidade de elevação do poço pois representa uma fração de menor densidade auxiliando o fluxo ascendente dos hidrocarbonetos.

4.2 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO CANHONEIO NO FATOR DE RECUPERAÇÃO

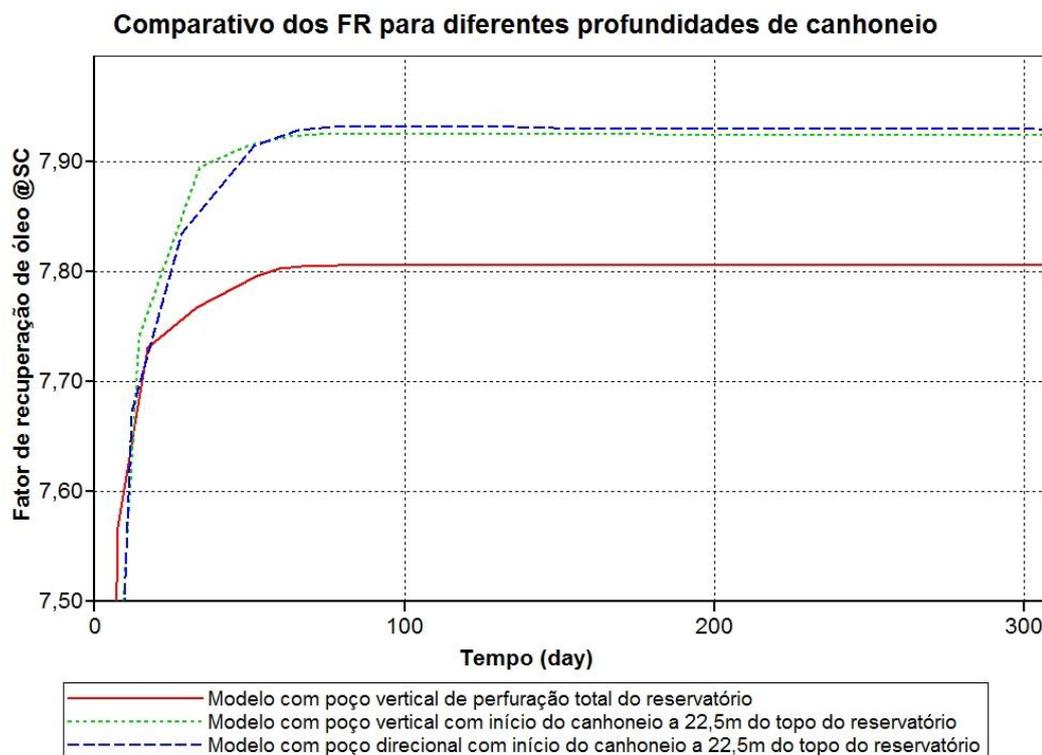
Em seguida, estudou-se o efeito das profundidades de canhoneamento no resultado da produção de óleo. Para tal, um modelo onde havia um poço vertical canhoneado em toda extensão do reservatório, Figura 4.4a, foi contrastado com dois modelos onde uma zona equivalente a 22,5 metros no topo do reservatório era excluída, Figura 4.4b e c. Neste estudo foi considerado um *BHP* de 5599psi, igual a pressão de saturação e um limite de vazão líquida de 30000bbl/dia.

Figura 4.4 - Disposição dos canhoneiros para análise da produção primária



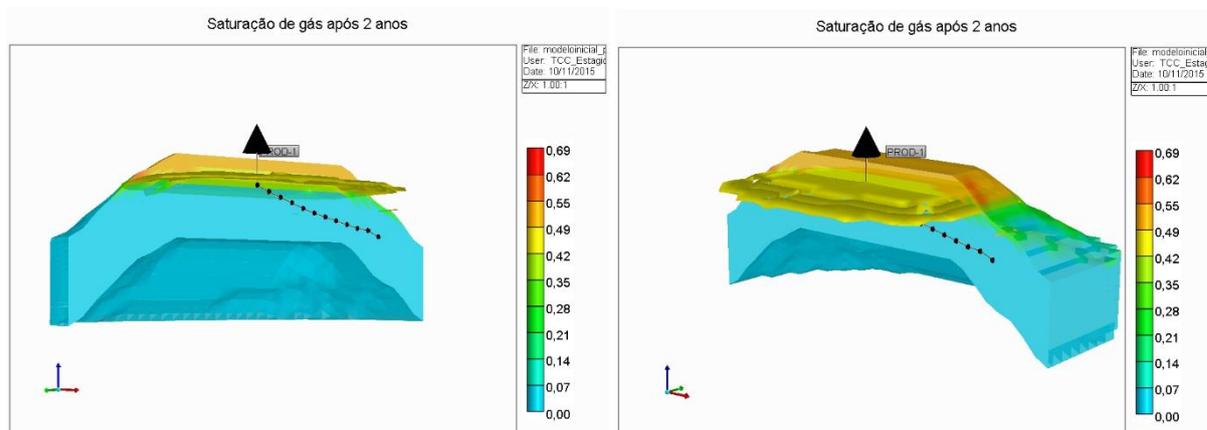
Os resultados da produção com o passar do tempo destes casos são apresentados na Figura 4.5.

Figura 4.5 - Comparativo das profundidades canhoneadas para produção primária



Vê-se que quando não ocorrem perfurações no topo do reservatório, o valor de óleo recuperado é maior. Isso provavelmente se dá devido ao efeito da queda de pressão no reservatório e próximo ao poço levar o fluido a uma posição abaixo do ponto de bolha, forçando o gás a sair de solução. Mas, uma vez que o gás apresenta menor densidade que o óleo, ele tende, por segregação gravitacional, a fluir para as faixas superiores do reservatório, e, ao fazê-lo, formar uma capa de gás. Essa capa, vista pela presença de uma isosuperfície que mostra uma saturação de gás de 45% na Figura 4.6, é um dos mecanismos de produção ligados à produção primária, pois, com a queda de pressão a capa de gás transfere energia vinda de sua expansão para o óleo, deslocando-o para baixo. Dessa forma, se as perfurações do topo do reservatório forem mantidas, o gás, ao invés de formar uma capa, será produzido e essa energia perdida.

Figura 4.6 - Saturação de gás após dois anos de produção

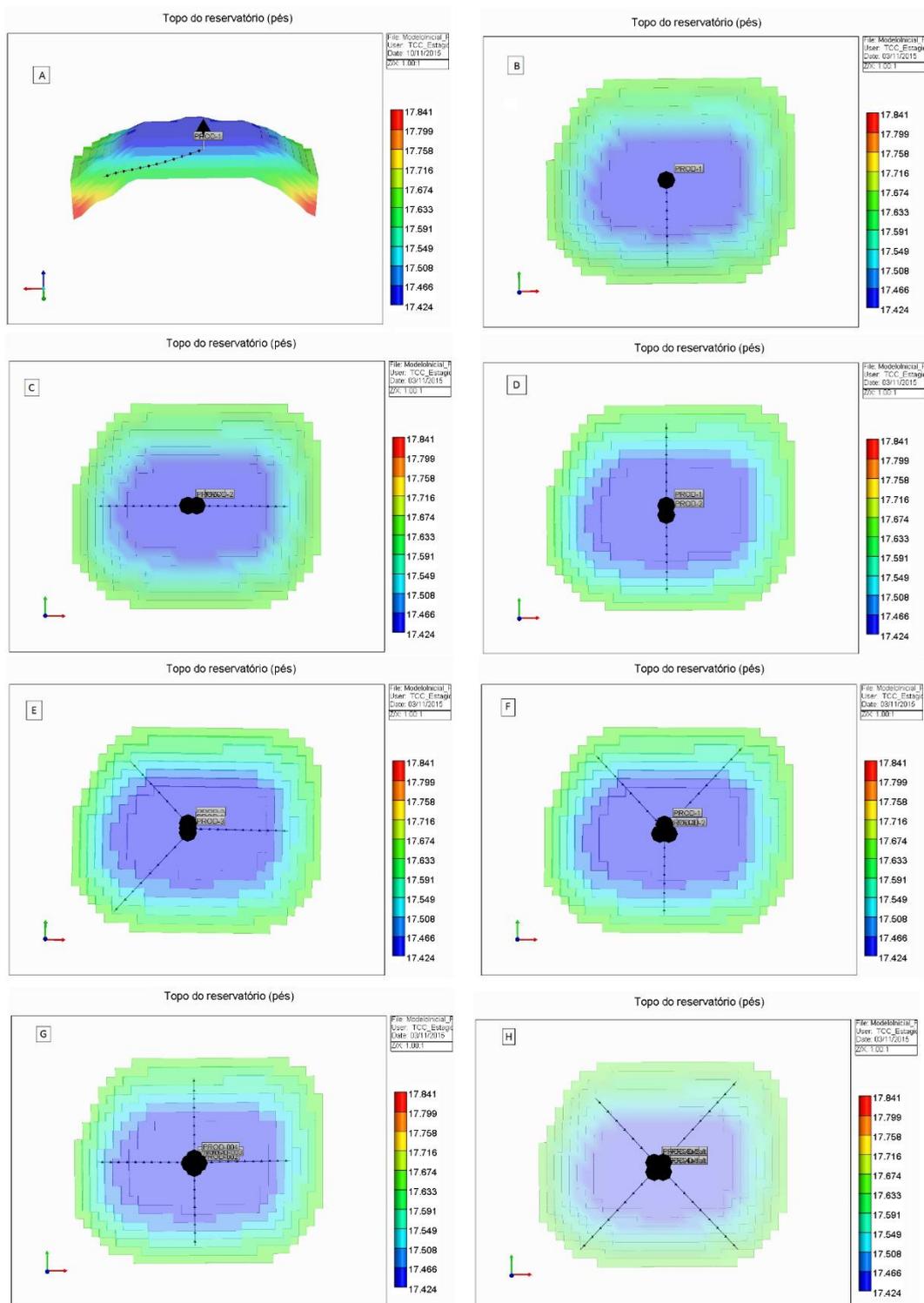


Tendo em mente os resultados obtidos das análises de pressão de fundo de poço e profundidades canhoneadas, resolveu-se aproximar o sistema do que é visto na realidade da indústria. Na produção *offshore*, desafios relacionados a espaço físico disponível são corriqueiros, assim, a escolha por modelos que implementem tecnologias que requeiram menos espaço físico na plataforma é bem vista. Além disso, ainda pode-se acrescentar as questões econômicas que impedem a viabilidade da existência de vários navios-sonda em uma área pequena de exploração. Logo, a escolha do uso de poços direcionais multilaterais é amplamente desenvolvida nesses campos. Observando esse conjunto de informações, foi tomada a decisão de simular a produção deste reservatório usando poços multilaterais.

4.3 ANÁLISE DAS MALHAS DE PRODUÇÃO

Análises da quantidade de poços, bem como suas disposições foram então realizadas. Fixou-se o limite de produção por cada poço direcional em 30.000 bbl por dia, uma vez que sabe-se que as plataformas P51, P55 E P58 têm capacidade máxima de 180.000 bbl por dia (ANP, 2014; PETROBRAS, 2014) e que um poço produzindo na zona do pré-sal pode produzir de 20 a 30 mil barris por dia (GAIER, 2015), e analisou-se modelos com um, dois, três e quatro poços. Todos os poços foram construídos de forma a apresentarem, em uma vista lateral do reservatório, uma tendência de grande afastamento em relação à cabeça do poço que cobrisse a maior parte do reservatório, como mostrado na Figura 4.7a.

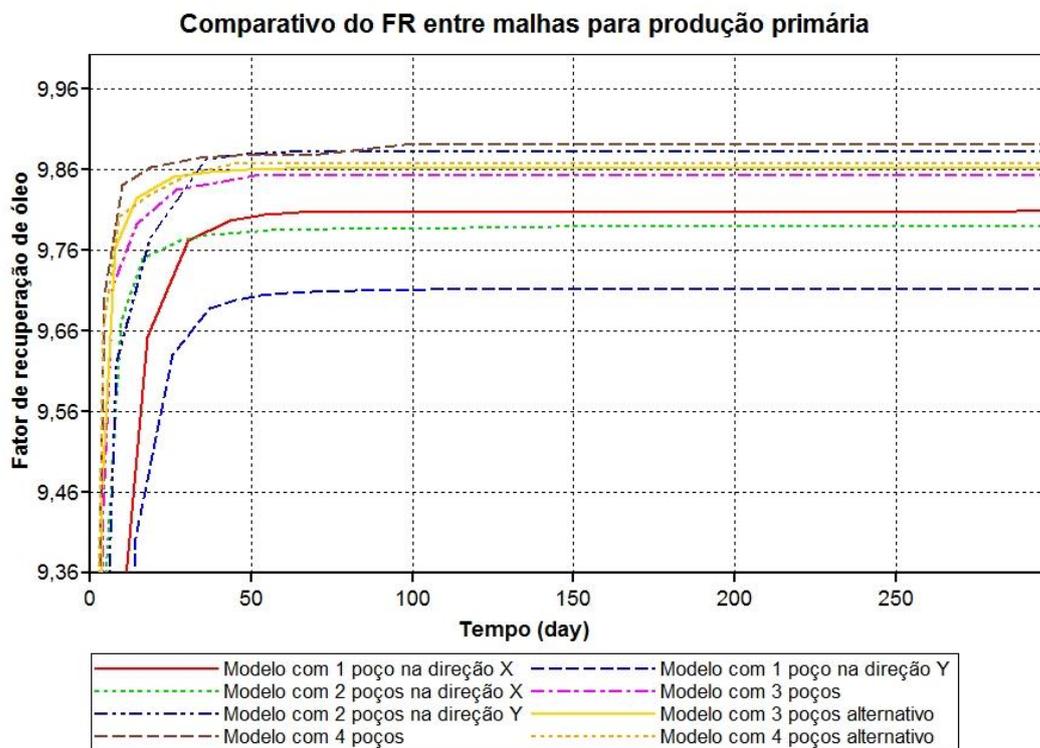
Figura 4.7 - Modelos de produção primária. A) 1 poço produtor, configuração 1; B) 1 poço produtor, configuração 2; C) 2 poços produtores, configuração 1; C) 2 poços produtores, configuração 2; E) 3 poços produtores, configuração 1; F) 3 poços produtores, configuração 2; G) 4 poços produtores, configuração 1; H) 4 poços produtores, configuração 2.



As vistas superiores dos reservatórios que apresentam as disposições dos poços são apresentadas na Figura 4.7. Na Figura 4.7a e Figura 4.7b, estão apresentados os modelos estudados com um poço em duas direções diferentes, e, analogamente, nas Figura 4.7c e Figura 4.7d, constam os modelos com dois poços, novamente, em duas direções diferentes. Já nas Figura 4.7e e Figura 4.7f, estão apresentados os modelos com três poços, enquanto na Figura 4.7g e Figura 4.7h se encontram os modelos com 4 poços. Uma vez que neste ponto estão sendo analisados os resultados referentes à produção primária, foi fixado o valor da pressão de fundo de poço mínima em 5099psi.

Os resultados referentes aos fatores de recuperação obtidos com os casos apresentados na Figura 4.7 são mostrados pela Figura 4.8, onde nota-se que existe uma produção muito rápida e considerável nos primeiros 40 dias mas, depois desse período, esta acaba e o fator de recuperação não é mais alterado. Esses números são esperados, dadas as características do sistema. Observa-se uma pressão inicial bastante elevada, o que leva a uma quantidade de energia potencial armazenada no sistema também elevada, até que a produção rápida depleta essa capacidade e a produção cai. O valor da viscosidade do óleo também é baixo, o que revela maior facilidade no escoamento. Sobre pontos individuais de cada sistema estudado, nota-se que, em geral, com uma maior quantidade de poços, há um maior fator de recuperação, algo natural, tendo em vista que há uma maior área do reservatório aberta a fluxo. Outro fator interessante a ser analisado é a antecipação da produção, um fator econômico de alto peso que considera a entrada de caixa advinda do projeto mais rápida. Com isso, para modelo base do estudo foi escolhido o sistema com quatro poços presente na Figura 4.7g, pois apresenta uma produção mais rápida em relação aos outros casos, bem como um fator de recuperação final maior.

Figura 4.8 - Comparativo entre as malhas de produção primária



É importante ressaltar que os resultados obtidos estão bem próximos uns aos outros, então, fatores relacionados ao funcionamento interno do simulador, como erros ligados à equação de balanço de massa, podem mascarar os dados.

Tendo definido o modelo base, estudos consequentes da injeção de CO_2 na tentativa de melhora do sistema foram conduzidos levando em conta características técnico-operacionais, como é o caso das limitações de espaço físico das plataformas marítimas, e o alto preço das operações *offshore* se comparadas às *onshore*. Foi tomada a decisão de transformar um ou dois poços produtores em injetores, de forma que as características de canhoneio e localização dos poços fossem mantidas em relação ao modelo base.

A fim de abranger uma quantidade maior de possibilidades na pesquisa pelo melhor sistema de injeção, foram desenvolvidas quatro configurações de injeção, sendo duas destas configurações com um poço injetor de CO_2 e as outras com dois poços injetores de CO_2 . A diferença entre os modelos, tanto com um poço injetor quanto com dois poços injetores, é o plano em que se encontram os poços, atentando para que um deles esteja no plano da direção X do reservatório e o outro,

na direção Y. Para fins de simplicidade, adotou-se a nomenclatura mostrada na Tabela 4.1.

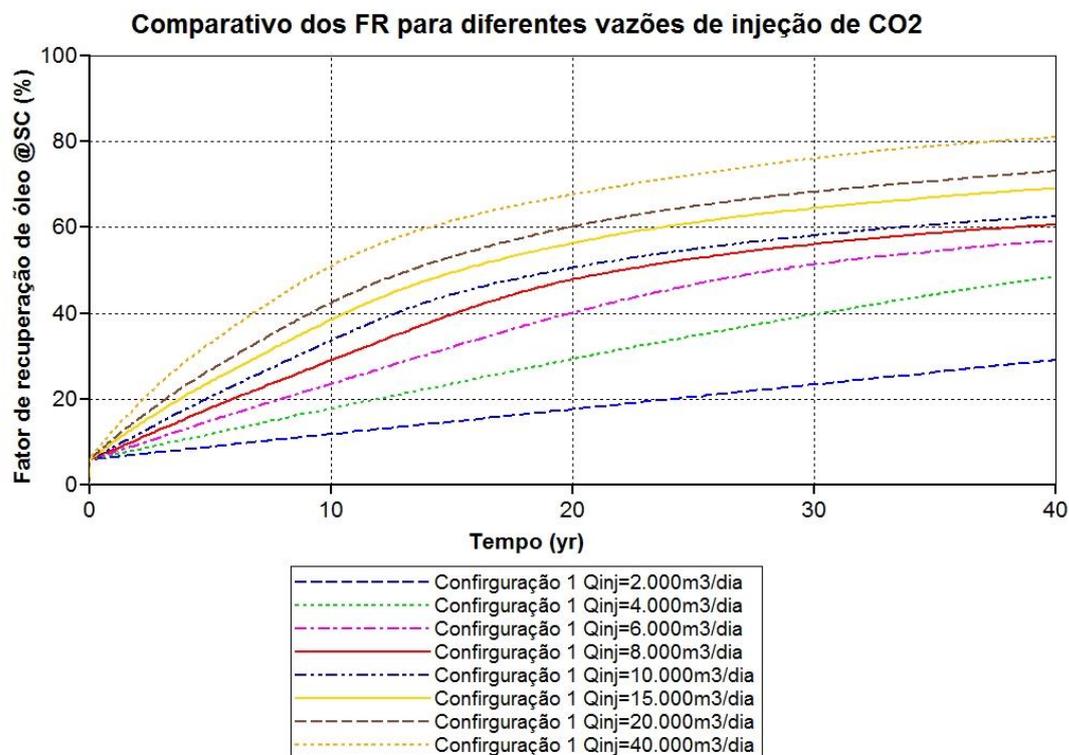
Tabela 4.1 - Nomenclatura dos modelos de injeção

Nomenclatura adotada	Modelo equivalente
Configuração 1	1 poço injetor no eixo X e 3 poços produtores
Configuração 2	1 poço injetor no eixo Y e 3 poços produtores
Configuração 3	2 poços injetores no eixo X e 2 poços produtores
Configuração 4	2 poços injetores no eixo Y e 2 poços produtores

4.4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA VAZÃO DE INJEÇÃO DE CO₂

Ainda sobre decisões gerenciais na escolha dos modelos de injeção a serem simulados, foi decidido pela manutenção da pressão máxima de injeção no fundo dos poços injetores de 7000 psi, a fim de prevenir que não acontecesse o faturamento do reservatório. Já nos produtores, foi mantida constante a *BHP* mínima em 5599psi. Para uma análise de sensibilidade, foram escolhidas as vazões de injeção por malha de 2.000, 4.000, 6.000, 8.000, 10.000, 15.000, 20.000 e 40.000 m³/dia de CO₂. Os resultados dos fatores de recuperação estão apresentados nas Figura 4.9 e Figura 4.10.

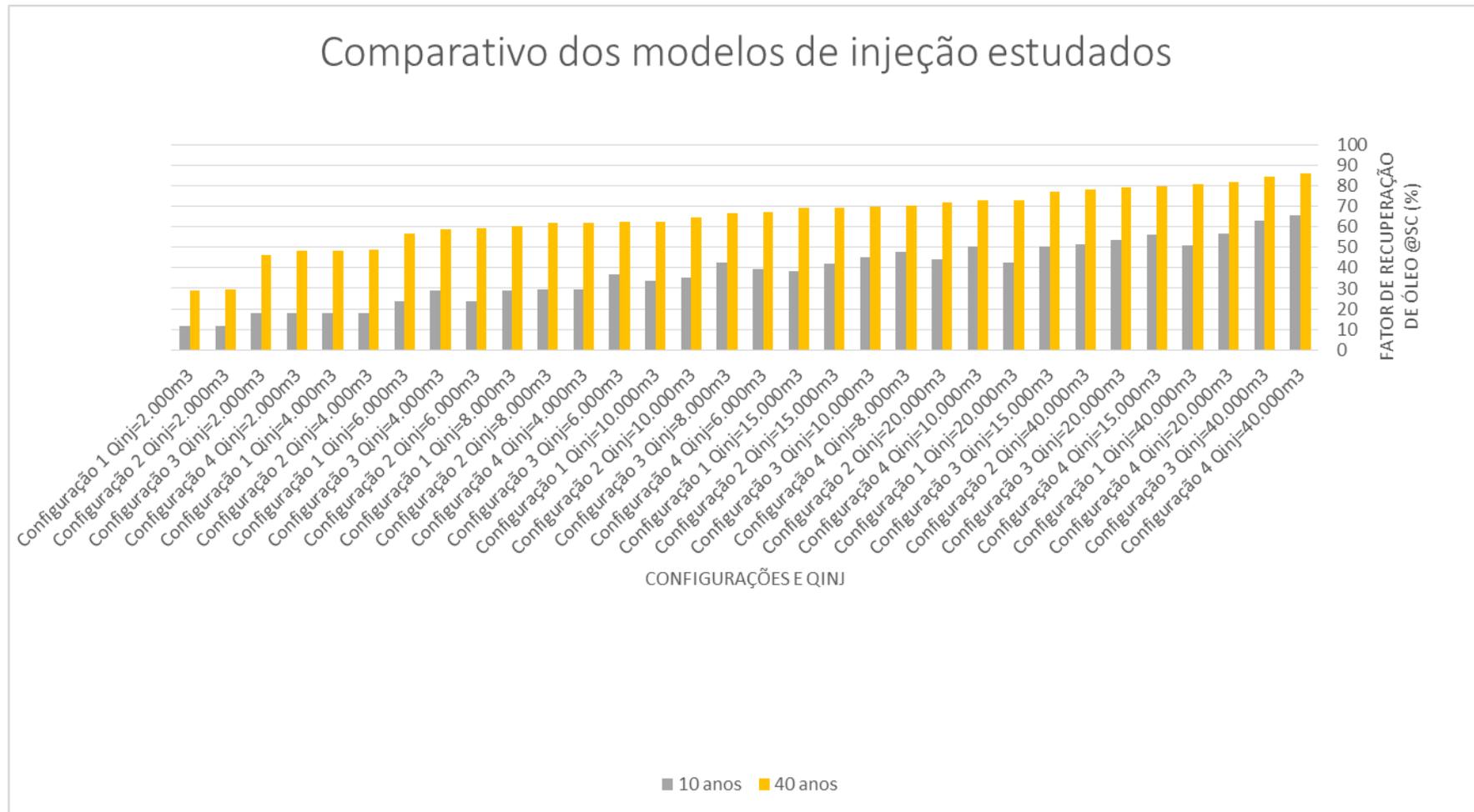
Figura 4.9 - Comparativo dos fatores de recuperação para diferentes vazões de injeção na configuração 1



Da Figura 4.9, observa-se uma tendência de crescimento do fator de recuperação com o aumento da quantidade de CO₂ injetada, algo natural, dadas as características do CO₂ de diminuição da viscosidade e densidade dos hidrocarbonetos presentes no reservatório quando este se miscibiliza, além do aumento de pressão advindo da injeção de massa no sistema. Outro fator interessante a ser abordado é o fato de que, em todos os casos estudados, um volume maior de CO₂ injetado também leva a uma produção mais rápida do reservatório, característica boa do ponto de vista econômico, pois acelera a entrada de caixa proveniente da produção.

Gráficos análogos aos da Figura 4.9, mas para as outras 3 configurações foram omitidos desse trabalho por apresentarem tendências de crescimento de fator de recuperação de óleo muito semelhantes às vistas para a Configuração 1, somente com valores absolutos diferentes. Esses dados de valores absolutos para as produções das configurações 2, 3 e 4 estão apresentados na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Comparativo das configurações de injeção em 10 e 40 anos de produção

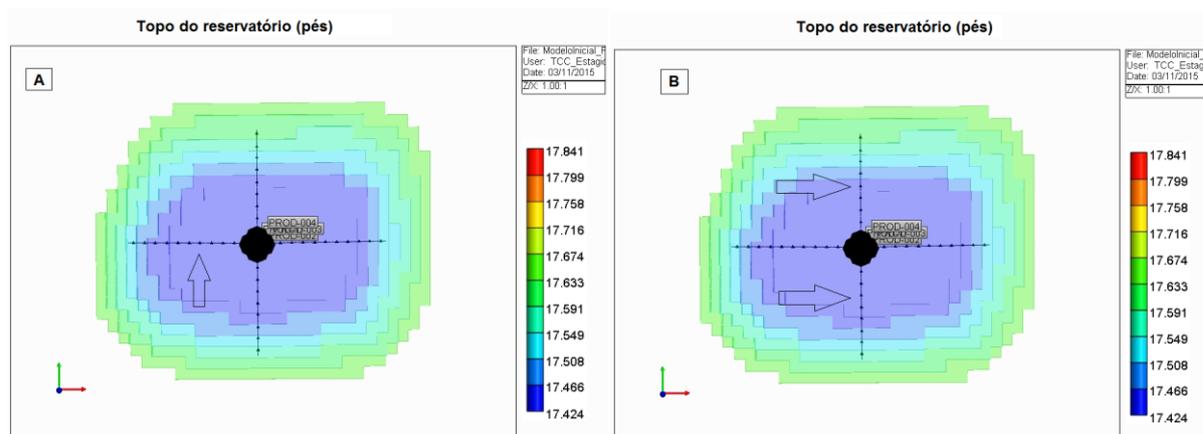


A Figura 4.10 é um gráfico que apresenta, no eixo X, a configuração estudada e sua respectiva vazão de injeção, e no eixo Y, o fator de recuperação desse conjunto configuração-injeção. As barras mostram os valores da recuperação para 10 e 40 anos. Observando-a, nota-se que algumas configurações de poços são superiores a outras, no que se refere ao fator de recuperação de óleo. Isto pode ser visto, por exemplo, ao comparar-se os resultados da Configuração 1, com vazão de injeção de 40.000m³/dia, com a Configuração 4, de mesma vazão de injeção, onde, para um período de 40 anos, tem-se um fator de recuperação de 80%, para a Configuração 1, e de 86%, para a Configuração 4.

As configurações no eixo X foram apresentadas do menor fator de recuperação ao maior, no tempo de 40 anos. A análise da distribuição das barras com valores de recuperação de 10 anos mostra que, ao levar em consideração a produção em instantes diferentes dos 40 anos esperados, algumas configurações podem ser melhores do que outras, caso fosse visto o período final. Por exemplo, a Configuração 4, com vazão de injeção de 10.000m³/dia, apresenta um fator de recuperação de 50%, depois de 10 anos de produção, e de 72%, depois de 40 anos, enquanto a Configuração 1, com vazão de injeção de 20.000m³/dia, apresenta fatores de recuperação de 42% e 74%, respectivamente. Isso revela que se obteria um fator de recuperação melhor com a Configuração 4 e vazão de injeção de 10.000m³/dia, em curto prazo, mas em longo prazo, o sistema que resultaria em um FR maior seria a Configuração 1, com a vazão de injeção de 20.000m³/dia.

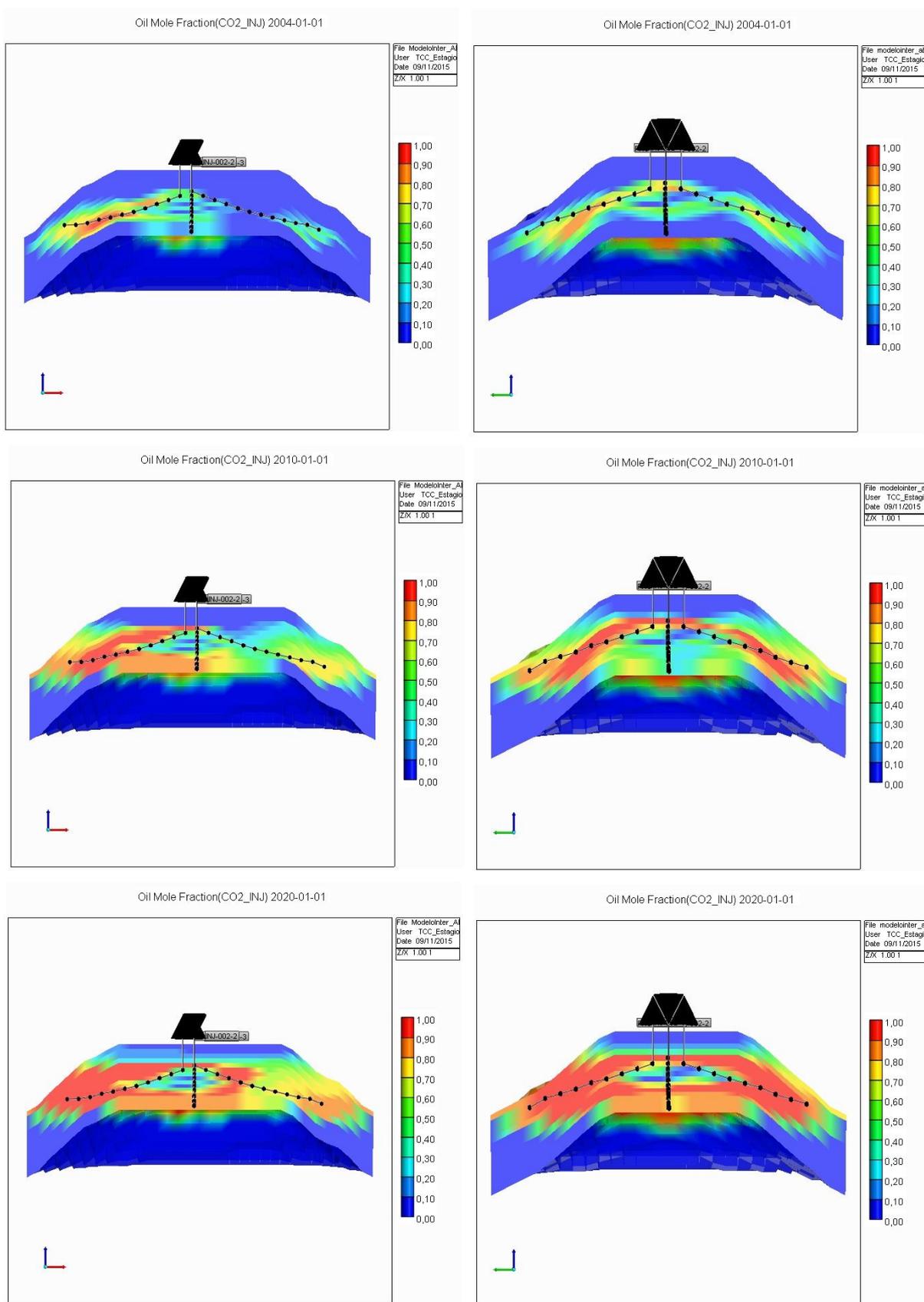
Dessa forma, mesmo ressaltando-se que, por mais que os valores dos fatores de recuperação para 10 anos de produção possam apontar para a escolha de diferentes modelos como sendo os de melhores resultados, a Configuração 4, para uma injeção de 40.000m³/dia, apresenta os maiores fatores de recuperação nos dois períodos de tempo analisados, enquanto a Configuração 1, para uma injeção de 2.000m³/dia, apresenta os piores resultados. As duas configurações estão apresentadas na Figura 4.11, os poços injetores estão indicados por setas nas imagens.

Figura 4.11 - Configurações de injeção. A) Configuração 1; B) Configuração 4



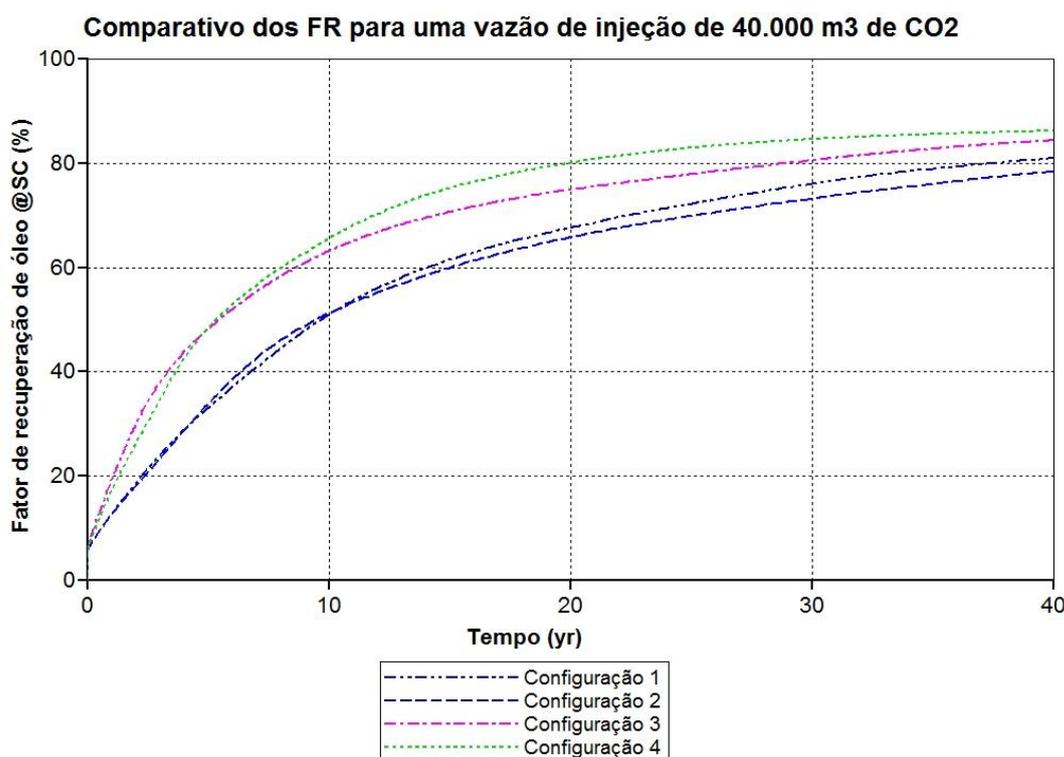
O efeito das diferenças entre configurações com mesmo número de poços se dá devido às características inerentes à geometria do reservatório, que é o caso da diferença entre as dimensões da largura e comprimento do reservatório, facilitando a chegada da frente de gás nas Configurações 2 e 3. Na Figura 4.12, que mostra a saturação de CO₂ no óleo, em um corte nos planos dos poços produtores, pode-se observar que a frente de gás injetado puro chega ao poço produtor mais rápido na Configuração 3, pois após 4 anos de produção já há espaços canhoneados onde a saturação de CO₂ é de 100%. Isso interfere diretamente no potencial de produção, uma vez que parte do volume injetado já está sendo produzido, deixando de auxiliar no escoamento dentro do reservatório. Pode-se pensar nisso como um volume líquido de CO₂ para a estimulação do reservatório. Este volume líquido de CO₂ é todo o volume injetado menos o volume de CO₂ injetado que foi produzido. Dessa forma, uma vez que as Configurações 2 e 3 produzem maiores percentuais de CO₂ antes das outras configurações, seu valor de CO₂ líquido para a estimulação é menor. Ainda é possível notar que a área varrida de óleo na Configuração 3 é menor do que a da Configuração 4, no corte do reservatório mostrado, sendo este outro fator que leva a uma produção menor da Configuração 3.

Figura 4.12 - Comparativo das frações de CO₂ injetado presentes no óleo para as configurações 3 (à esquerda) e 4 (à direita) depois de 4, 10 e 20 anos de produção.



Comparando-se as configurações com um e dois poços injetores entre si, observa-se que os modelos com dois injetores são melhores, uma vez que o CO₂ está sendo injetado em duas frentes, em conjunto com uma área aberta ao fluxo maior, a área de varrido se torna maior, evidenciando um ganho de fator de recuperação de óleo de aproximadamente 7%, quando o volume de injeção for de 40000m³ de CO₂ por dia, demonstrado na Figura 4.13.

Figura 4.13 - Comparativo das configurações para uma vazão de injeção de 40000m³/dia



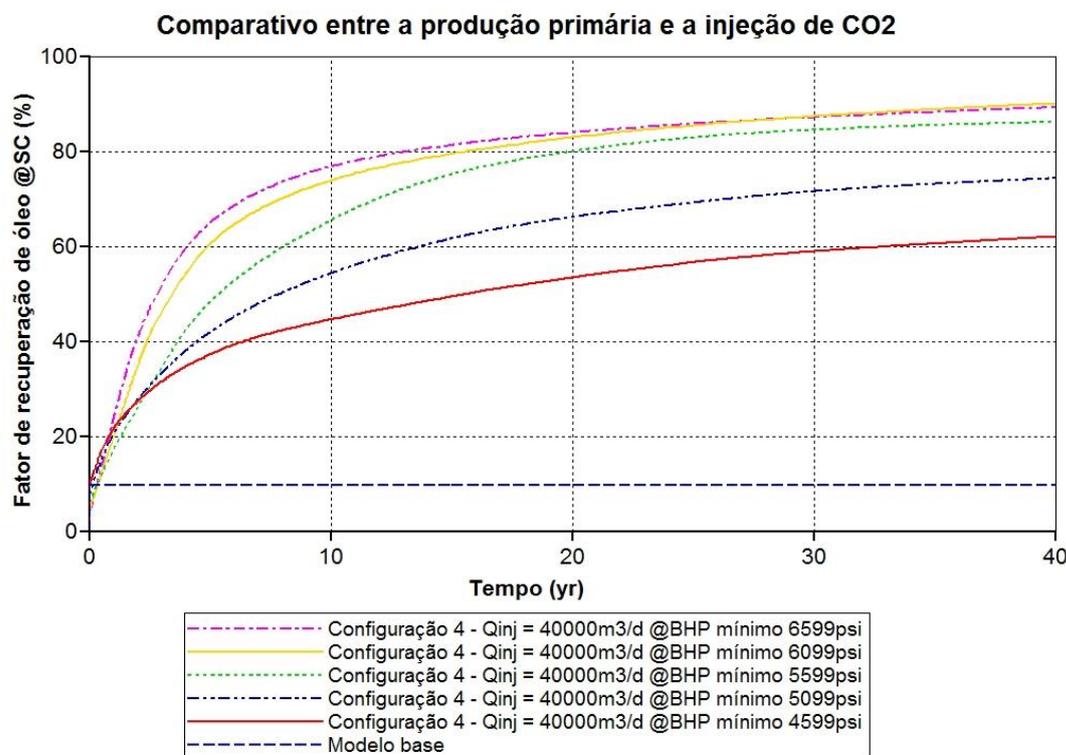
Considerando que seja possível a implementação desta configuração do ponto de vista técnico, haja vista a necessidade do transporte do gás até a plataforma e da disponibilidade dos compressores capazes de suportar a pressão requerida para uma injeção desta magnitude em ambiente *offshore*, o modelo que apresenta melhores resultados para o desenvolvimento deste reservatório é a Configuração 4 com uma injeção contínua de 40000m³/dia de CO₂.

4.5 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO *BHP* NA INJEÇÃO DE CO₂

Por fim, compara-se valores de *BHP* para os poços produtores da melhor configuração definida, e, segundo a Figura 4.14, maiores valores de *BHP* revelaram

melhores fatores de recuperação, com aumentos de 7,8% previsto na produção primária para até quase 90%.

Figura 4.14 - Comparativo da produção da Configuração 4 com o modelo base



Este efeito de diminuição do fator de recuperação associado à pressões de fundo de poço menores ocorre porque, ao deixar a pressão de fundo de poço mais baixa, o fluido tende a liberar mais gás, uma vez que a pressão diminui para um valor inferior ao ponto de bolha. Existindo mais gás no reservatório, proveniente do gás que saiu de solução do óleo somado ao gás injetado, a saturação de gás vai aumentar em relação à saturação de líquido, e, conseqüentemente, a permeabilidade relativa do gás aumenta enquanto a permeabilidade relativa do líquido diminui. Tendo menor permeabilidade relativa, o óleo passa a ter mais dificuldade para escoar e a vazão que chega aos poços produtores diminui.

Dessa forma, elegeu-se a Configuração 4 com vazão de injeção de 40000m³/dia nos poços injetores e um valor de BHP acima da pressão de bolha como o modelo que apresenta melhor recuperação de óleo para o sistema estudado.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Dos dados obtidos pelo trabalho conclui-se que:

- Para a produção primária, um limite de *BHP* menor revela um fator de recuperação maior, pois a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço aumenta o fluxo de hidrocarbonetos. Já para a injeção de CO₂, valores de *BHP* maiores melhoram a produção pois retardam o aumento demasiado da saturação de gás no sistema, e conseqüente aumento na permeabilidade relativa ao gás.
- Um maior número de poços no sistema revela uma maior produção, uma vez que há mais área aberta ao fluxo. Junto a isso, a disposição destes apresenta melhores resultados quando atravessam o reservatório nas direções X e Y, se comparada à disposições com poços em outras direções.
- A escolha pela injeção de gás na menor dimensão do reservatório se mostrou mais eficiente que na maior, pois o gás é melhor distribuído e a frente de gás puro demora mais a atingir os poços produtores. Assim, uma quantidade maior do CO₂ injetado pode ser miscibilizada e auxiliar no fluxo, ao invés de ser somente produzida, sem auxiliar na diminuição das forças viscosas.
- Uma quantidade maior de CO₂ injetada infere um fator de recuperação de óleo maior, fato explicado por estar sendo injetada uma quantidade de energia maior no sistema e por, possivelmente, haver mais CO₂ sendo miscibilizado, diminuindo a densidade e viscosidade dos hidrocarbonetos retidos.
- A utilização do método de injeção de CO₂ contínua pôde aumentar o fator de recuperação deste reservatório de óleo com características médias do pré-sal em, aproximadamente, 10 vezes.

Algumas recomendações para trabalhos futuros nesta área podem ser:

- Exploração de critérios econômicos da implementação da injeção contínua de CO₂ em ambiente offshore.
- Estudo da viabilidade técnico-logística da implementação do método, levando em conta o transporte de CO₂ até as plataformas, em conjunto com a reinjeção do CO₂ produzido, bem como a disponibilidade de equipamentos (compressores) para implementá-lo em espaço físico limitado.
- Estudo da injeção de vazões diferentes de CO₂ com o tempo.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Marlim Sul**. 2014. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=61186> Acesso em: 18 nov. 2015.
- BORGES, Marjorie Ravena de Oliveira Pereira. **Análise do VAPEX como Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesado com Características do Nordeste Brasileiro**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. Os desafios do Pré-Sal. 2009. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/a-camara/altosestudios/pdf/Livro-pre-sal.pdf>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD (CMG). **History**. 2015a. Disponível em: <<http://www.cmgl.ca/about-us/vision>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD (CMG). **GEM - Compositional & Unconventional Oil & Gas Reservoir Simulator**. 2015b. Disponível em: <<http://www.cmgl.ca/software/gem2015>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD (CMG). **WinProp - Phase Behaviour & Reservoir Fluid Property Program**. 2015c. Disponível em: <<http://www.cmgl.ca/software/winprop2015>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Demanda de energia 2050**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- GAIER, Rodrigo Viga. Presidente do IBP vê pré-sal competitivo com alta produtividade e custo menor. **Uol Economia**, Brasil, 22 out. 2015. Disponível em: <<http://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2015/10/22/presidente-do-ibp-ve-pre-sal-competitivo-com-alta-produtividade-e-custo-menor.htm>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- PETROBRAS. **Confirmada mais uma descoberta no pré-sal da Bacia de Santos**. 2014a. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/confirmada-mais-uma-descoberta-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- PETROBRAS. **Plataforma P-58 entra em operação no Parque das Baleias**. 2014b. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/plataforma-p-58-entra-em-operacao-no-parque-das-baleias.htm>> Acesso em: 18 nov. 2015.
- ROBERT, Aline. COP 21 agreement set to miss CO2 reduction target by 10 gigatons. **Euractiv France**, França, 31 ago. 2015. Disponível em: <<http://www.euractiv.com/sections/climate-environment/cop-21-agreement-set-miss-co2-reduction-target-10-gigatons-317169>>. Acesso em: 18 nov. 2015.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

THOMAS, José Eduardo *et al.* **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed.
Rio de Janeiro: Interciências, 2003