



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO.

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

Discente: Luan Carvalho Santana de Oliveira.

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

Natal/RN, Outubro de 2014.

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.

ORIENTADORA:

PROF^a. DR^a. JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS.- UFRN

**MEMBRO:
EXAMINADOR**

PROF. DR^o MARCOS ALLYSON FELIPE RODRIGES.- UFRN

**MEMBRO:
EXAMINADOR**

PROF^a. DRA VANESSA CRISTINA SANTANNA. - UFRN

AGRADECIMENTOS

Primeiro de tudo á **Deus**, por todos os ensinamentos em minha vida, por me dar forças nos momentos mais delicados do curso, sem ele não teria chegado até aqui. Aos meus queridos pais, por todos os esforços, paciência, compreensão, proteção, amor e por todo suporte, vocês são tudo pra mim.

A minha companheira Anna Larissa, pelo carinho e amor me dado, pelas palavras de força e perseverança que foram fundamentais para vida acadêmica e pessoal. A todos meus familiares, tios, tias, primos, primas, sogro, sogra e minha vó (Minha segunda mãe) que esta sempre ao meu lado pra tudo! Minha base!

À minha orientadora, Prof^a. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas agradeço todos os ensinamentos, pela paciência, sempre querendo a todo instante ajudar. Obrigado por ser minha orientadora. Você é um exemplo de ser humano, tanto profissional quanto seu pessoal é admirável. Sempre serei grato a você, pode ter certeza.

Ao Prof^o.Dr^o Marcos Allyson Felipe Rodrigues, pela força durante todo curso. Sempre atencioso e pronto para ajudar de qualquer forma. Além de educador, é um amigo. Agradeço demais!

Em especial queria deixar minha dedicatória ao Prof^o. Dr^o Flávio Medeiros Junior, em que um momento difícil da minha vida pessoal, me ajudou com seu ensinamento tanto profissional, quanto pessoal, pois foi muito mais além de um educador, foi um amigo. Muito obrigado!

Os meus amigos que são muito importante para minha formação, obrigado por me ajudarem em tudo. Vocês são demais! Principalmente meu grupo de estudo Otacilio Neto, Leandro Almeida, Jucélio, Raian, Paulo Roberto, Guilherme! Obrigado meus irmãos!

Aos demais docentes e do Departamento de Engenharia de Petróleo, por todo conhecimento adquirido.

SANTANA, Luan Carvalho - “ 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

Os poços de petróleo possuem vida útil, a qual diminui proporcionalmente ao tempo e produção. Com isso, sua “força natural”, ou seja, a pressão interna. Sofre redução ao produzir hidrocarbonetos. Logo a produção do reservatório é afetada negativamente, passando a produzir em menores escalas. Através disso, há necessidade da utilização de métodos de recuperação suplementar de petróleo para manutenção da sua pressão. O processo Injeção de gás foi criado visando aumentar o fator de recuperação desse óleo, conseqüentemente elevação da produção. O método é baseado na injeção de gás, nesse caso o CO₂, onde é injetado no topo do reservatório, acima da pressão mínima de miscibilidade (CO₂ miscível) causando um inchamento de até 20% no óleo, reduzindo sua viscosidade, assim deslocando o óleo até o poço produtor do reservatório. Para analisar o método de injeção de CO₂ foi construído um modelo físico que representa um reservatório homogêneo de óleo leve, com características do Nordeste brasileiro com um modelo de fluido multicomponentes. O projeto foi simulado no *software* da CMG (*Computer Modelling Group*) em 15 anos, onde foram analisados alguns parâmetros como exemplo; injeção do fluido, tipos de malhas e completação do poço. Os resultados obtidos comparando a recuperação primária e a secundária (Método) demonstraram que a produção acumulada de óleo aumentou de forma significativa com o método, chegando o fator de recuperação aproximadamente 40% maior que a primária.

Palavras-chave: Método de recuperação avançada; CO₂; simulação.

SUMÁRIO

1	- Introdução.....	10
1.1	- Objetivos.....	11
2	- Aspectos Teóricos.....	13
2.1	- Petróleo.....	13
2.2	- Miscibilidade.....	13
2.3	- Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo.....	14
2.3.1	- Métodos Miscíveis.....	14
2.3.1.1	- Injeção de CO ₂	15
2.3.1.2	- Processo de Injeção.....	16
3	- Modelagem do Processo.....	19
3.1	- Ferramentas Computacionais.....	19
3.1.1	- Winprop- CMG.....	19
3.1.2	- Builder- CMG.....	19
3.1.3	- GEM- CMG.....	20
3.2	- Modelagem do Projeto.....	20
3.2.1	- Modelo de Fluido.....	21
3.2.1.1	- Composição.....	21
3.2.1.2	- Permeabilidades Relativas.....	22
3.2.1.3	- Diagrama Pressão versus Temperatura.....	23
3.2.2	- Modelo Físico de Reservatório.....	24
3.2.2.1	- Modelo da Malha.....	24
3.2.2.2	- Propriedades do Reservatório.....	25
3.2.3	- Modelo de Configuração para Injeção CO ₂	26
4	- Resultados e Discussões.....	28
4.1	- Modelo Base.....	29

4.2 – Análise comparativa do Modelo Base com a Recuperação Primária do reservatório... 30	30
4.3 – Análise comparativa dos Parâmetros Operacionais..... 31	31
4.4 - Escolha do melhor Cenário. 35	35
5 – Conclusões e Recomendações. 44	44
5.1 – Conclusões..... 44	44
5.2 – Recomendações. 45	45
6-Bibliografia: 47	47

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo de Injeção CO ₂	17
Figura 2 - Curva de permeabilidade relativa do sistema água - óleo	22
Figura 3 - Curva de permeabilidade relativa do sistema líquido – gás	23
Figura 4 - Diagrama Pressão versus Temperatura do óleo.....	23
Figura 5 - Dimensões da malha Irregular <i>Five-spot</i> Invertido (Vista 3D)	24
Figura 6 - Modelo de malha homogênea.....	25
Figura 7 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo <i>Five-spot</i> Invertido.....	29
Figura 8 - Fator Recuperação do Óleo (FR) versus Tempo para <i>Five-spot</i> Invertido.....	30
Figura 9 - Vazão de óleo no poço produtor do modelo base e modelo sem injeção de CO ₂	31
Figura 10 - Produção Acumulada para diferentes profundidades dos poços produtores.	32
Figura 11 - Fator de recuperação para diferentes profundidades dos poços produtores.	32
Figura 12 - Fator de recuperação do óleo para diferentes profundidades dos poços	33
Figura 13 - Produção acumulada de óleo para diferentes profundidades dos poços injetores. ..	34
Figura 14 - Produção acumulada de óleo para diferentes injeções <i>five-spot</i> invertido.	35
Figura 15 - Fator de recuperação do óleo para diferentes injeções <i>five-spot</i> invertido.	36
Figura 16 - Imagem do reservatório 3D da malha <i>five-spot</i> normal.	37
Figura 17 - Imagem do reservatório 3D da malha <i>Nine-spot</i> Invertida.....	37
Figura 18 - Fator de recuperação do óleo para diferentes malhas.	38
Figura 19 - Produção acumulada de óleo para diferentes malhas.	39
Figura 20 - Saturação do óleo 3D para <i>five-spot</i> Invertido e <i>nine-spot</i> Invertido.	40
Figura 21 - Saturação do óleo 3D para <i>five-spot</i> invertido e <i>nine-spot</i> Invertido.	41
Figura 22 - Pressão 3D no <i>five-spot</i> invertido.....	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição dos fluidos.	21
Tabela 2 - Composição dos <i>pseudo</i> – componentes	22
Tabela 3 - Características da malha irregular homogênea.....	24
Tabela 4 - Propriedades do reservatório.....	25
Tabela 5 - Operacional dos Poços Produtores.....	26
Tabela 6 - Operacional dos Poços Injetores.	26

INTRODUÇÃO

1 - Introdução.

A indústria petrolífera é um das grandes economias mundiais, os subprodutos gerados através dos seus derivados estão cada vez mais presentes no dia a dia. A busca por novas jazidas só aumenta, devido á necessidade do alto consumo exigido pelo mercado. Sendo que ultimamente esta cada vez mais escassa a descoberta de novas jazidas, logo a engenharia de reservatórios passa a ser uma das formas mais utilizada para maior obtenção dos recursos petrolíferos.

O estudo sobre o reservatório leva uma melhor avaliação do perfil de produção podendo maximizar aumentando a sua eficiência na recuperação do petróleo, conseqüentemente sua produção. O estudo dos reservatórios, leva em conta também o controle dos escoamentos e como se comporta cada fase.

Há reservatórios recém-descobertos que possuem na sua “energia primária”, forças suficientes para realizar a produção dos poços de petróleo sem a necessidade de uma energia extra, denominado de poços surgentes. Com o passar do tempo, essa energia vai diminuindo devido ás resistências encontradas pelo fluido ao deslocar em direção ao poço produtor e a sua descompressão. As resistências estão presentes devido às forças capilares e viscosas no meio poroso.

A perda da energia primária leva em consequência a redução da produtividade dos poços por conta da diminuição da pressão na vida do reservatório. Com a dissipação da energia primária há uma necessidade da utilização de métodos de recuperação suplementares. Na literatura relata que os métodos de recuperação alcançam fatores médios de recuperação de petróleo aproximadamente a 30%, enquanto que na recuperação primária esse valor não chega a 10%.

Através disso, as empresas buscam incessantemente aumentar o fator de recuperação do petróleo. Há sempre uma procura por novas tecnologias e processos com um equilibrado da produção versus investimento, ou seja, uma análise econômica. O processo de injeção de dióxido de carbono foi criado com objetivo de aumentar o fator de recuperação do óleo, o método consiste na injeção no topo do reservatório, devido á segregação do fluido, o mesmo é deslocado em direção até o poço produtor.

No caso do trabalho foi realizada a injeção de CO₂, como método de recuperação. Com isso, foi construído 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.

Foi realizado um estudo utilizando três configurações de malhas *Fivespot*, *Fivespot invertido* e *Ninespot*, onde houve alterações na profundidade dos poços canhoneados. Logo, utilizou-se do simulador composicional para analisar os parâmetros operacionais, o processo foi simulado no programa comercial GEM da CMG (*Computer Modelling Group*) em 15 anos de projeto.

Os parâmetros operacionais estudados foram:

- Vazão de injeção de gás: 2mil, 20mil, 50mil, 100mil, 200mil, 300mil.. até 1KK m³/dia;
- O tipo de fluido injetado (CO₂);
- Configuração dos poços: *Five-spot* Invertido, *Five-spot* Normal e *Nine-spot*.

1.1 - Objetivos.

O trabalho almeja verificar o comportamento da produção de óleo através da modelagem do *software* CMG com o método de recuperação sendo a injeção de CO₂ contínuo, através de um modelo de fluidos multicomponentes. É um reservatório de óleo leve, ou seja, de °API alto, localizado na bacia do Nordeste brasileiro. Logo após, estudar os parâmetros envolvidos no processo, analisando os fluidos, tipos geométricos e operacionais (vazões de injeção e configurações dos poços), e ainda avaliar a produção acumulada, vazão no poço produtor e o fator de recuperação entre outros.

| Aspectos Teóricos |

2 - Aspectos Teóricos.

Neste setor serão abordadas as teorias em relação ao método de recuperação avançada de petróleo. As quais serviram de base para o desenvolvimento do trabalho.

2.1 – Petróleo.

Há varias teorias sobre o surgimento do petróleo, entretanto, a mais aceita é que ele surgiu através de matérias orgânicas de animais e vegetais depositados no fundo de rios e lagos, suportando a diversas transformações químicas e físicas ao longo de milhares de anos, o que deu origem ao petróleo. É uma substância inflamável que se encontra no estado oleoso com densidade menor que da água.

No entanto, depois de formado, não se acumula na rocha que foi gerado, ele passa através dos poros da rocha, até encontrar outra rocha que o aprisione, formando a jazida.

A jazida é uma rocha cujos poros são ocupados pelo petróleo. Porém, isso não significa que toda rocha sedimentar contenha uma jazida.

A sua composição química se baseia nas moléculas de carbono e hidrogênio, chamado de Hidrocarbonetos. Mas há outros componentes presentes, sendo em menor quantidade, como o enxofre, nitrogênio, oxigênio e sais.

2.2 – Miscibilidade.

Na teoria afirma para que dois fluidos sejam miscíveis entre si, é preciso que ambos se situem na mesma faixa de polaridade. Através disso, quando são misturados a quaisquer proporções se obtém um sistema homogêneo, sendo uma única fase. Entretanto, a análise da miscibilidade compreende as condições de pressão e temperatura. Entende-se que dois líquidos com polaridades diferentes são imiscíveis (ROSA et al, 2011). Tratando-se da análise em reservatório se duas fases de fluidos se formam depois que uma quantidade de um fluido é adicionada, os fluidos são considerados imiscíveis.

Ao injetar gás em um reservatório pode ocorrer do modo miscível ou imiscível. Para se alcançar o deslocamento miscível, é necessário um conjunto de condições, como a temperatura, a pressão do reservatório e as composições do óleo e do gás injetado.

2.3 – Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo.

Os reservatórios, dos quais são poucos eficazes, ou seja, armazenam grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia primária, precisaram do emprego de uma série de processos que desejam a obtenção de uma recuperação adicional. São denominados de métodos de recuperação avançada de petróleo que, sua principal função é tentar interferir nos reservatórios com baixa produção, aumentando a mesma.

A aplicação de um processo de recuperação é muito maior que a simples intervenção em alguns poços. A sua área de atuação é por todo o reservatório independente da complexidade do método que está sendo utilizado (ROSA et al, 2011). Não há necessidade de esperar todo declínio da produção para começar a injeção de fluidos no reservatório. O ideal é o inverso, a prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça.

Na prática existe a chamada “manutenção de pressão”, que consiste na injeção de água e/ou gás ainda no início da vida produtiva do reservatório, mantendo assim, a pressão em níveis altos, conservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo, ou seja, os métodos de recuperação são aplicados mesmo havendo condições de produção com recuperação primária.

Existem dois tipos de processos, o qual um baseia-se nas tecnologias que são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante alto, como exemplo o da injeção de gás, denomina de métodos convencionais de recuperação. Já o outro processo é para casos mais complexos, cujas tecnologias ainda não estão confiáveis, dá-se o nome de métodos especiais de recuperação, como exemplo injeção de químicos.

2.3.1 – Métodos Miscíveis.

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos para que se tornem ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais e capilares. Logo, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são, preferencialmente, o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio. No caso deste trabalho foi injeção de gás CO₂.

2.3.1.1 – Injeção de CO₂.

Entre os métodos miscíveis, destaca-se a injeção de CO₂ (CERQUEIRA et al., 2009) que, além de se mostrar o mais promissor para reservatórios com óleo leve, tem um forte apelo ambiental por contribuir com a redução da emissão do CO₂ na atmosfera (FARIA, 2008).

Como descrito em ROSA et al.(2006), o CO₂, em condições de reservatório, tem uma forte atração pelo óleo, dissolvendo-se bem no mesmo, causando vaporização e inchamento, e conseqüentemente deslocamento do mesmo no interior do reservatório. Em geral o CO₂ atua como uma espécie de solvente que altera as propriedades do petróleo e facilita o escoamento pelos poros da rocha-reservatório.

A injeção de CO₂ pode ser imiscível ou miscível. As baixas pressões, o CO₂ desloca óleo sem se misturar, formando uma única fase, empurrando o óleo para fora dos poros. Este processo é denominado como deslocamento imiscível e é considerado como um método convencional de recuperação. Apesar de não haver uma miscibilidade significativa entre o gás e o óleo, a recuperação também é melhorada com a redução da viscosidade do óleo e por expansão, quando alguma fração de CO₂ se dissolve no óleo (RAVAGNANI, 2008). Essa citação é válida quando não tem condições favoráveis para a miscibilidade entre o óleo e o CO₂, ou seja, quando o óleo é pouco viscoso e a pressão do reservatório é baixa (BRESSAN, 2008).

No processo miscível, método de recuperação avançada que é indicado para a recuperação de óleos viscosos (BRESSAN, 2008), abaixo de 25° API, o CO₂ é injetado a uma pressão suficientemente alta para provocar uma vaporização do óleo e a formação de uma zona miscível obtida por múltiplos contatos da frente CO₂ com o óleo do reservatório. O uso do método de injeção de CO₂ é considerado como uma das melhores alternativas para a redução da emissão do CO₂ na atmosfera, através da tecnologia de sequestro geológico e armazenamento.

Segundo RAVAGNANI (2007), a indústria petrolífera tem as ferramentas necessárias para apoiar no controle do crescimento das emissões do CO₂. Passou a ter maior preocupação com questões ambientais, principalmente no que se refere à emissão de gases de efeito estufa, como o CO₂, na atmosfera, tem conduzido diversos estudos que consideram a injeção e o armazenamento de CO₂ em reservatórios depletados como a melhor alternativa para a redução da emissão desse gás.

2.3.1.2 – Processo de Injeção.

A injeção de gás através do processo de CO₂ é a alta pressão. A zona miscível entre o CO₂ e o óleo é formada pela transferência de componentes do óleo para o CO₂, mas para isso é preciso está nas condições de temperatura e pressão favoráveis. São necessárias pressões em torno de 1500 psi que vão até um limite superior prático de 6000 psi, pois acima dessa pressão os custos operacionais do compressor e dos equipamentos se tornam excessivos (ROSA *et al.*, 2006).

A recuperação com esse processo de injeção funciona da seguinte maneira; Depois do alcance da miscibilidade, a qual a interface entre o gás e óleo desaparece e os fluidos se misturam é originado uma frente de fluido miscível, que no início se concentra ao redor do poço de injeção como um anel. Logo após, uma injeção posterior de gás desloca a frente miscível através do reservatório, consequentemente o óleo. Através do seu movimento, afastando-se do poço injetor, o gás pode percorrer apenas alguns metros, antes que a frente miscível se forme de novo.

O anel miscível formado se expande e é continuamente quebrado. Cada vez que isso ocorre, o processo de múltiplos contatos se repete até que se obtenha a miscibilidade novamente.

Como principal vantagem desse método pode-se ressaltar a alta eficiência de deslocamento alcançada, sendo a saturação de óleo reduzida para 5% do volume poroso na região contatada. E como principais desvantagens podem ser citadas a difícil obtenção e o custo da injeção do CO₂ (ROSA *et al.*, 2006).

A injeção de dióxido de carbono não recupera por completo o óleo da área em contato, no entanto, a frente miscível está sendo criada ou regenerada. Conclui-se que permanece um resíduo de asfalteno. O CO₂ tem um intervalo de vaporização ou extração do óleo relativamente grande, podendo extrair componentes mais pesados, o que significa que o CO₂ pode ser miscível com óleos cujas quantidades de componentes C₂–C₆ sejam relativamente menores. A mostra uma ilustração da injeção de CO₂.

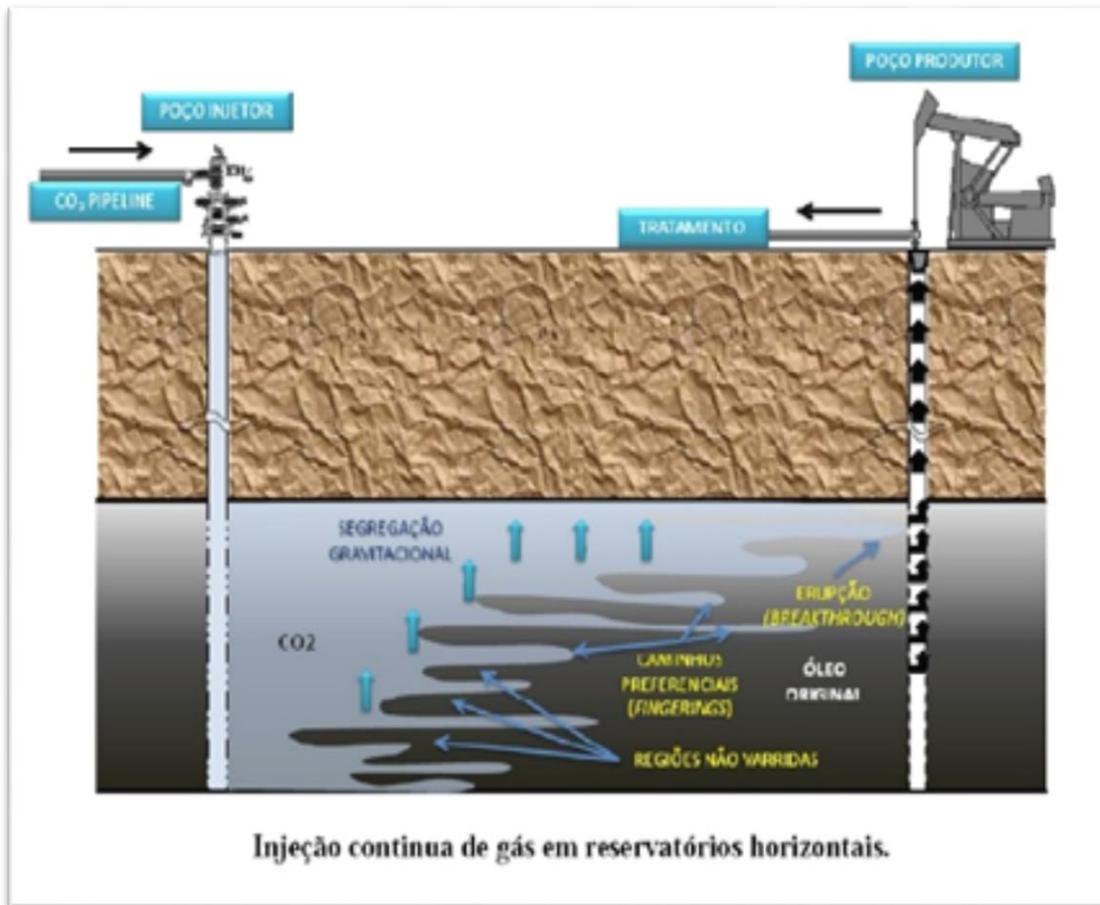


Figura 1 - Processo de Injeção CO₂.

Fonte: BAUTISTA (2010, p.29)

Materials e Métodos

3 – Modelagem do Processo.

Nesta seção, são apresentados os materiais e métodos que foram utilizados para a formação do trabalho, como as ferramentas computacionais, o modelo físico do reservatório, o modelo de fluido e os parâmetros analisados.

3.1 – Ferramentas Computacionais.

CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*), usados neste trabalho é um simulador numérico, o qual resolve matematicamente modelos que representam o fluxo de fluidos no reservatório de petróleo. O escoamento de fluídos (óleo, água e/ou gás) é representado por equações diferenciais, baseadas nas leis de conservação de massa e na lei de Darcy (fluxo de fluido no meio poroso), que em geral não podem ser resolvidas analiticamente (PRATA, 2001). Foram utilizados os módulos Winprop, Builder e GEM.

3.1.1- Winprop- CMG.

A primeira ferramenta composicional usada, onde foi construído o modelo de fluido. Esse programa usa equações de estado a partir das propriedades de equilíbrio multifásico, com o objetivo de caracterização do fluido, agrupamento (“*Lumping*”) dos componentes, ajuste de dados de laboratório através da regressão, construção do diagrama de fases, simulação de processos de contato múltiplo e experimentos de laboratório (liberação diferencial, teste de separador óleo-gás, etc);

Além de proporcionar avaliação do comportamento de fases gás - óleo no reservatório, gerar as propriedades dos componentes para o simulador composicional GEM.

3.1.2 – Builder- CMG.

É uma ferramenta utilizada para construir arquivos de simulação para serem analisados com todos os simuladores GEM, STARS e IMEX. Inclui a criação e importação de malhas e suas propriedades, modelo de fluido, localização dos poços injetores e produtores, importação de dados de produção, propriedades rocha – fluido e suas condições iniciais.

Para construir o arquivo com *Builder* é necessário adicionar algumas informações como descrição do modelo do reservatório, modelo do fluido (óleo e gás injetado), propriedades rocha – fluido, condições iniciais do reservatório (pressão inicial, temperatura, profundidade, etc) e descrição dos poços injetores e produtores.

3.1.3 – GEM- CMG.

O GEM é um simulador composicional da CMG que considera, além de funções de pressão e temperatura, as composições das diversas fases presentes no meio poroso, foi primeiro a ser utilizado para modelagem e simulação do trabalho. Neste estudo o simulador de reservatório GEM fornece as produções de óleo, gás e água ao longo do tempo de operação do campo para o cálculo da função objetivo a ser otimizado em cada caso de estudo.

Através disso, se baseia na equação de estado para modelar o fluxo de multicomponentes, modelar processo miscível e imiscível, modelar qualquer tipo de reservatório, gás condensado ou óleo volátil, em que a composição do fluido e suas interações tenham grande importância na compreensão do processo de recuperação.

Na injeção de CO₂ o simulador GEM foi utilizado por permitir simulações para todos os mecanismos importantes de um processo de injeção miscível de gás tais como vaporização e inchaço do óleo, condensação do gás, redução da viscosidade e da tensão interfacial (COMPUTER MODELLING GROUP Ltd., 2009b).

O GEM cria arquivos com extensões .IRF e .OUT que permitem a análise dos resultados globais da simulação, ou seja, os valores de injeção de fluidos, no caso do trabalho CO₂, e também mostrar os valores de produção, permitindo assim uma maior avaliação dos resultados tanto técnico, como financeiro.

3.2- Modelagem do Projeto.

A construção do projeto iniciou-se com a criação do modelo de fluido multicomponentes na ferramenta *Winprop*. Logo após, foi adicionado ao *Builder*, onde permitiu a montagem das malhas do reservatório e a construção dos poços injetores e produtores.

3.2.1 – Modelo de Fluido.

O reservatório é da bacia do Nordeste Brasileiro, sendo caracterizado por um óleo leve. A temperatura é de 50°C e o °API é 28,56. Foi criado um modelo de fluidos multicomponentes no qual o componente mais pesado é C12+, com uma fração molar de 40,07%. A densidade relativa do gás é 0,7010, a densidade relativa do C12+ é 0,921 g/cm³ e seu peso molecular 583 kg/kg mol.

3.2.1.1 – Composição.

Com a utilização da ferramenta *Winprop* possibilitou a construção do modelo de fluido. A partir de dados adicionados como; densidade do óleo, temperatura, grau API, fator volume formação, pressão de saturação e razão gás-óleo. Na **Tabela 1** pode observar os dados que foram inseridos no programa.

Tabela 1 - Composição dos fluidos.

Componente	% Molar	Componente	% Molar
CO2-INJ	0,00	C9	9,57
N2	0,05	C10	7,95
CO2	0,00	C11	5,60
C1	0,09	C12+	40,07
C2	0,08		
C3	0,18		
IC4	0,48		
NC4	1,30		
IC5	2,35		
NC5	3,16		
C6	8,53		
C7	8,41		
C8	14,17		

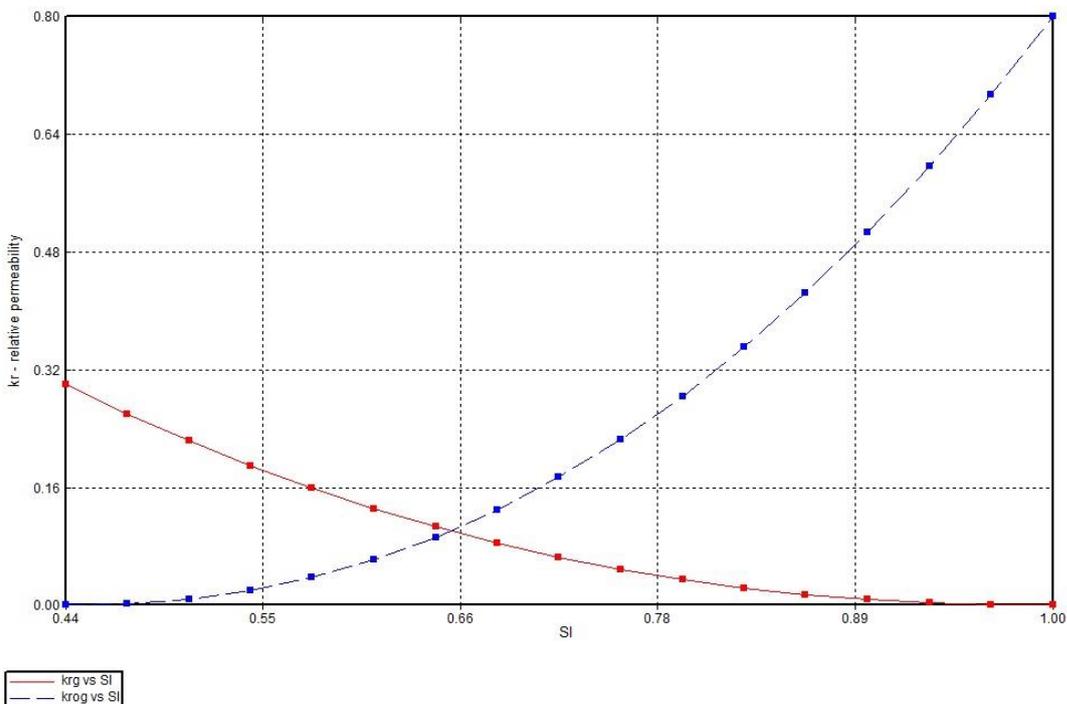
Para facilitar em termos de tempo de simulação, foram criados grupos de *pseudo* - componentes, o critério para seleção dos grupos foi através do estado físico de cada um dos hidrocarbonetos.

Tabela 2 - Composição dos *pseudo* – componentes

Componente	Fração Molar
CO ₂ -INJ	0,00
CO ₂ to N ²	0,000483931
CH ₄ to C ₃ H	0,00338752
IC ₄ to NC ₅	0,0705571
C ₆ to C ₉	0,393726
C ₁₀ to C ₁₁	0,131145
C ₁₂ to C ₁₉	0,0933258
C ₂₀ +	0,307374

3.2.1.2 – Permeabilidades Relativas.

A permeabilidade relativa é a medida da transmissão de um fluido quando uma ou mais fases adicionais estão presentes. 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

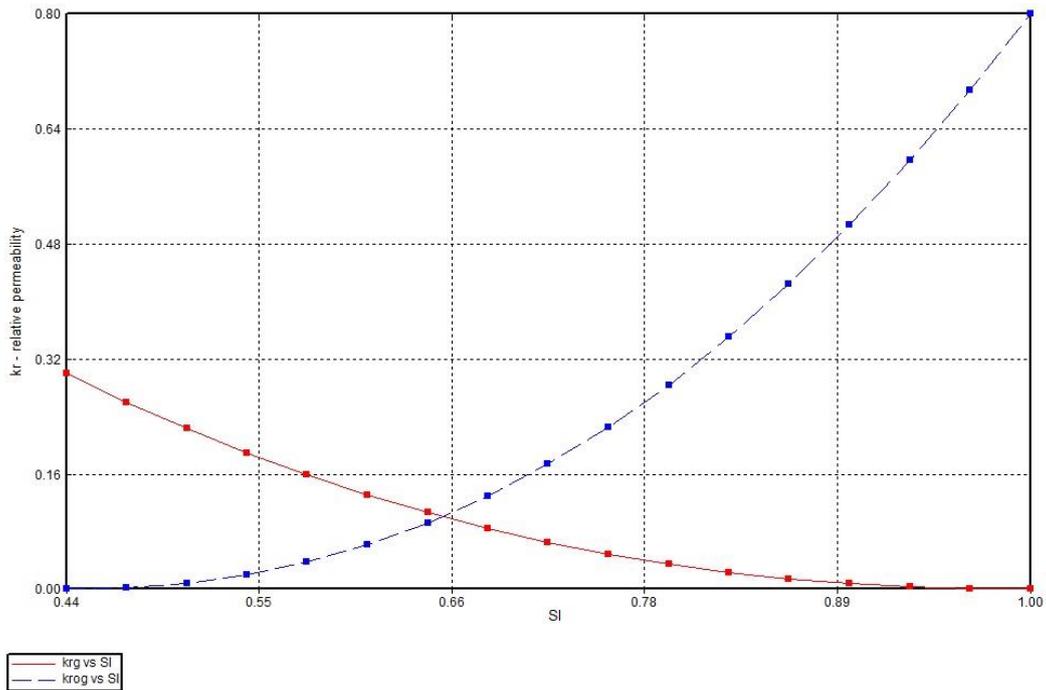


Figura 3 - Curva de permeabilidade relativa do sistema líquido – gás

3.2.1.3 – Diagrama Pressão versus Temperatura.

A **Figura 4** foi gerada pelo *Winprop*, o qual possibilitou identificar a ação do óleo no reservatório e o tipo de reservatório. Caracterizando um reservatório de alta contração (óleo leve).

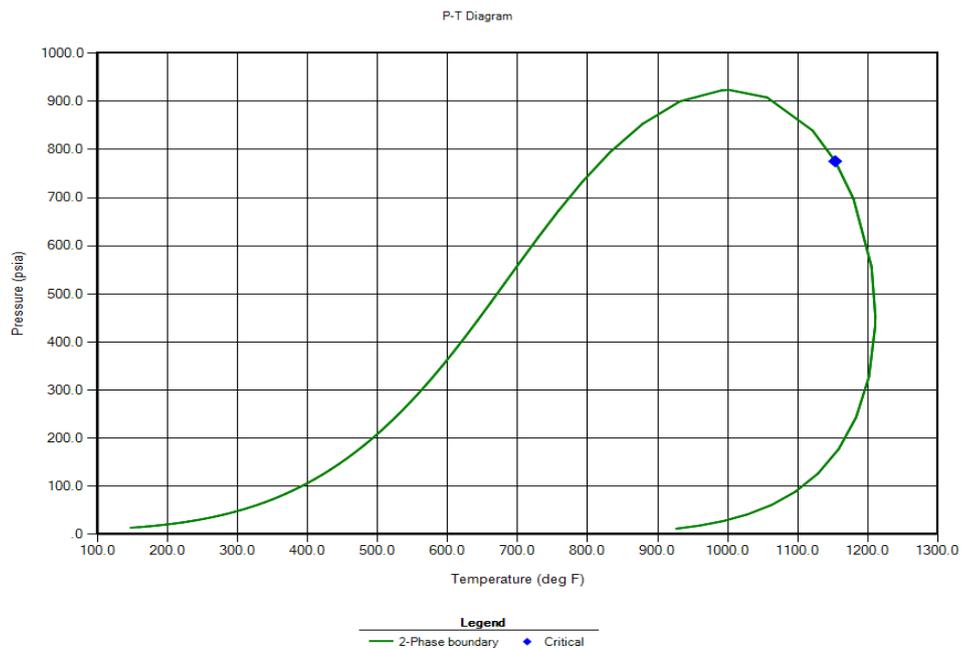


Figura 4 - Diagrama Pressão versus Temperatura do óleo.

3.2.2 – Modelo Físico de Reservatório.

É a representação geométrica (dimensões) da imagem do reservatório, com variedades de vistas. Levando em conta os aspectos de variação de permeabilidades, porosidades, profundidade, contato água-óleo, entre outros fatores.

3.2.2.1 – Modelo da Malha.

No desenvolvimento do projeto foi utilizado um modelo de reservatório homogêneo baseado em modelo de uma bacia do Nordeste brasileiro. De forma, que o reservatório não tem a forma retangular, precisa-se de cortes para adequá-lo da maneira mais coerente possível. A Tabela 3 apresenta as características desse modelo físico e suas dimensões.

Tabela 3 - Características da malha irregular homogênea

Número total de blocos	9000
Dimensão em x (m)	570
Dimensão em y (m)	320
Dimensão em z (m)	44
Número de blocos em i (m)	30
Número de blocos em j (m)	20
Número de blocos em k (m)	15

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

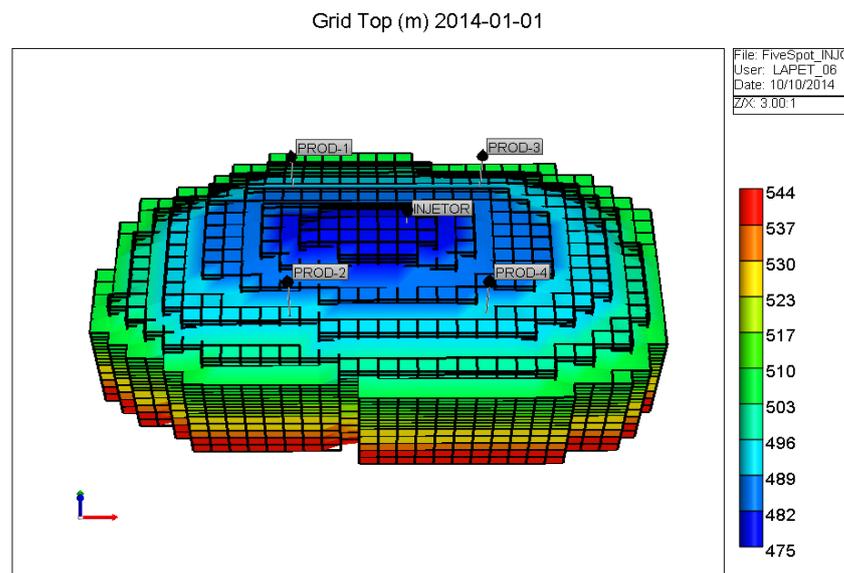


Figura 5 - Dimensões da malha Irregular *Five-spot* Invertido (Vista 3D)

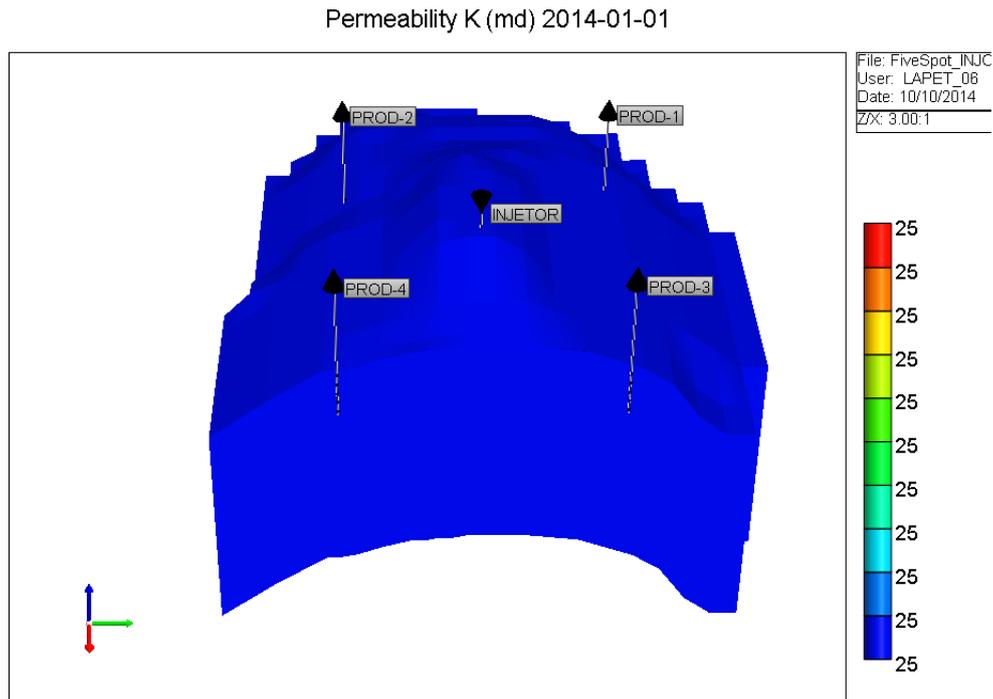


Figura 6 - Modelo de malha homogênea

A homogeneidade da malha está explícita na **Figura 6** onde a cor única se refere à permeabilidade vertical (K), o que na prática é muito difícil de ocorrer, pois até o reservatório há muitas permeabilidades de diferentes minerais.

3.2.2.2 – Propriedades do Reservatório.

Na tabela 4 fornece os dados de propriedades do reservatório adicionados na construção do modelo, com valores médios de uma bacia do Nordeste brasileiro.

Tabela 4 - Propriedades do reservatório.

Propriedade	Valor
Saturação inicial da água conata, Swc	0,29
Espessura da zona de óleo (m)	30
Profundidade do reservatório (m)	489
Porosidade (%)	23
Permeabilidade Horizontal, Kh (mD)	500
Permeabilidade Vertical, Kv (mD)	25
Compressibilidade da rocha (1/kPa)	21.77×10^{-7}

3.2.3 – Modelo de Configuração para Injeção CO₂.

Com o modelo de fluido importado para *Builder* e a construção do modelo físico do reservatório, foram perfurados os poços verticais, por seguinte a criação da primeira malha. Sabe-se que as dimensões do reservatório são de 570 m de comprimento, 320 m de largura e 44 m de espessura, sendo 20 m zona de óleo e 24 m de água. A perfuração foi realizada na zona de interesse, no caso óleo. Onde o poço injetor foi perfurado no centro do reservatório, e os poços produtores ao redor dele, o que caracteriza uma malha *Five-spot Invertida*. As distâncias entre os quatros poços produtores foram exatamente 200 metros, ou seja, a área criada foi de 200mx200m.

As condições operacionais dos poços produtores e injetores estão na **Tabela 5** e **Tabela 6** a seguir.

Tabela 5 - Operacional dos Poços Produtores.

Pressão mínima no poço produtor (BHP)	196 kPa
Vazão máxima de produção de líquido (STL)	500 m³/dia

Tabela 6 - Operacional dos Poços Injetores.

Fração Molar INJ- CO₂	1
Pressão máxima no poço injetor (BHP)	4826.3314 kPa
Injeção de Gás (CO₂) Inicial	2000 m³ /dia

3.2.4 – Metodologia do Trabalho.

No trabalho foram analisados os comportamentos de alguns parâmetros como vazão de injeção, profundidade de perfuração e modelo de injeção. Para que através disso, obtivesse o melhor modelo.

- ❖ Primeiramente foram criados três modelos de injeção diferentes:
 - “*five-spot*” Invertido (4 produtores + 1 injetor);
 - “*five-spot*” Normal (4 injetores + 1 produtor);
 - “*Nine-spot*” Invertido (8 produtores + 1 injetor).

Os critérios para escolha do modelo base foram determinados pelas variações das vazões de injeções em diferentes profundidades na zona de óleo. As quais foram divididas em *Perfuração-Superior*, *Intermediária* e *Inferior*. A escolha do modelo foi com base nos melhores resultados de produção acumulada de óleo e o maior fator de recuperação de óleo.

As vazões de injeções utilizadas para análise da melhor posição de perfuração foram; 2mil, 20mil, 50mil e 100mil m³/dia de CO₂. Todas essas vazões de injeções foram aplicadas para as três diferentes posições. Para essas modificações foi escolhido inicialmente um modelo base, que no caso foi *five-spot* Invertido.

Após a escolha do melhor modelo, analisado no próximo tópico. Foi injetado dessa vez, valores maiores que 100mil m³/dia de gás foram injetados, aumentado gradativamente até a convergência das vazões. Com isso, foi escolhida a melhor vazão de injeção, baseada apenas nos critérios técnicos, ou seja, maiores produtividades de óleo e maior fator de recuperação.

Resultados e Discussões

4 – Resultados e Discussões.

Este tópico explica os resultados e as análises do projeto de recuperação com injeção de CO₂, a partir do estudo dos parâmetros operacionais simulados, onde o objetivo é sempre a maior otimização do processo.

4.1 – Modelo Base.

Inicialmente todos os poços foram perfurados (produtores e injetores) na mesma profundidade 498 m, bem no começo da zona de óleo, a qual foi denominada de *Perfuração-Superior*. Após a completação dos poços, foi definida a malha *five-spot invertido* para uma análise inicial, onde realizou uma simulação sem injeção, que consequentemente obteve um fator recuperação e uma produtividade.

A **Figura 7** mostra a produção acumulada de óleo versus o tempo para diferentes de injeção de CO₂ para malha *Five-spot* invertido.

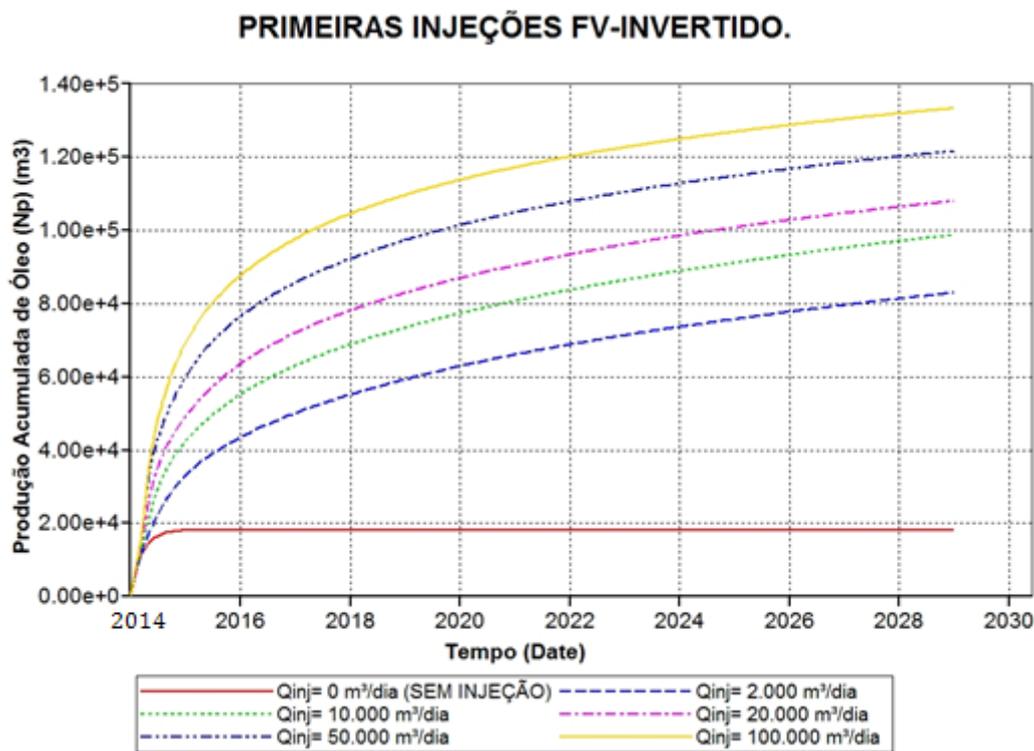


Figura 7 - Produção Acumulada de óleo versus Tempo *Five-spot* Invertido.

Pode observar que quando foi aberto o poço injetor, onde aplicou uma vazão de injeção inicial no valor de 2000 m³/dia de CO₂. Obteve um valor de produção muito

superior ao poço injetor fechado. Conseqüentemente, as vazões maiores possibilitaram maiores produtividades.

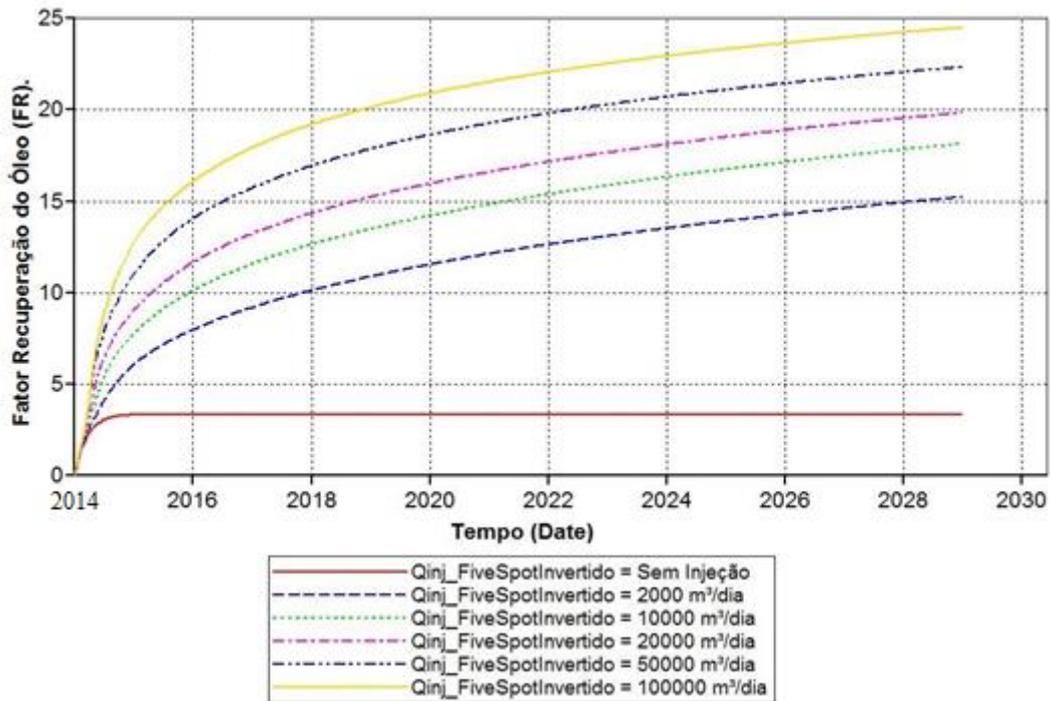


Figura 8 - Fator Recuperação do Óleo (FR) versus Tempo para *Five-spot* Invertido.

4.2 – Análise comparativa do Modelo Base com a Recuperação Primária do reservatório.

Após a leitura dos gráficos, observa-se que tanto a produção quanto o FR para simulação sem injeção resultou nas menores taxas, o que já era de se esperar, o fato denomina-se de recuperação primária. É notável a diferença entre a recuperação primária e os casos com injeção de CO₂.

Comparando a recuperação primária com a primeira vazão de injeção, ou seja, 2000 m³/dia de CO₂, observa-se um aumento significativo na produtividade. Por exemplo, o aumento no fator de recuperação do óleo (**Figura 8**) para mais de 10 pontos percentuais em relação o modelo sem injeção.

Esse aumento foi devido a um maior deslocamento do óleo provocado pela injeção do gás, que após o *breakthrough*, o deslocamento dá lugar ao mecanismo de gravidade, onde a segregação começa agir drenando os fluidos do topo para o fundo até poços produtores para estes serem produzidos. Logo se pode afirmar que são mais eficientes que o modelo sem injeção.

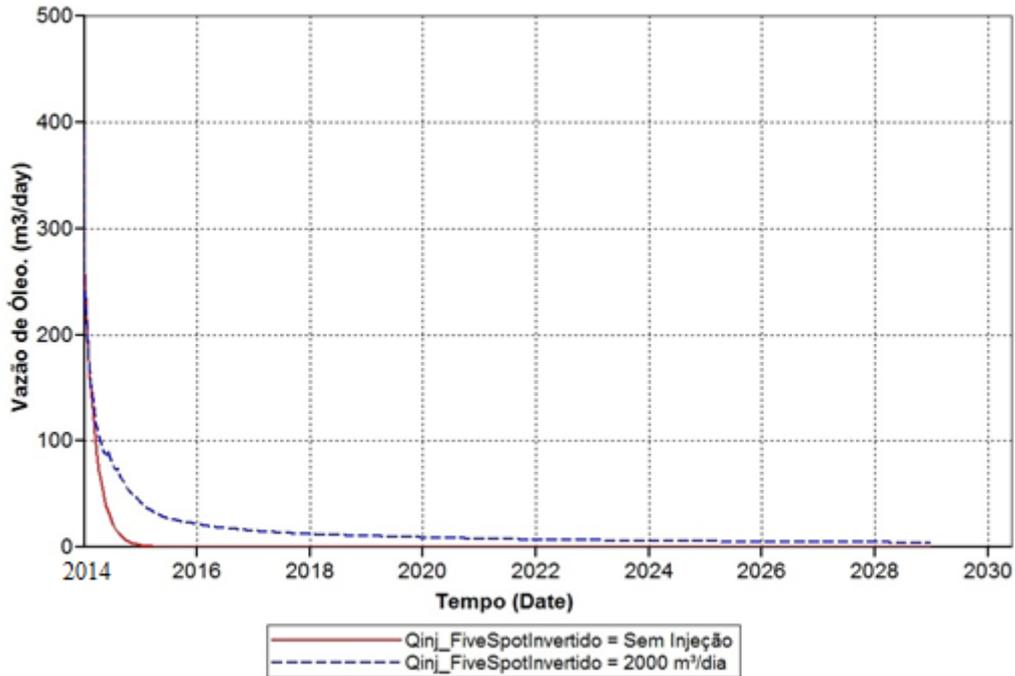


Figura 9 - Vazão de óleo no poço produtor do modelo base e modelo sem injeção de CO₂.

A **Figura 9** mostra a vazão de óleo nos poços produtores. O gráfico confirma que ocorre maior produtividade para a injeção de 2000 m³/dia de CO₂ quando comparado com a injeção primária, por mais que os dois comecem com a mesma vazão de óleo. Pode verificar também que no ano de 2015, o modelo sem injeção passa a não produzir mais óleo. Já o modelo com injeção, continua sua produção, dando uma maior vida útil aos poços produtores.

4.3 – Análise comparativa dos Parâmetros Operacionais.

Como análise do projeto foi decidido realizar a variação das profundidades dos poços para uma maior otimização da produtividade, já ciente que o modelo base escolhida foi o *five-spot* invertido. Inicialmente foi executada a mudança da profundidade nos poços produtores e em seguida os poços injetores. O critério para escolha da melhor profundidade foi estabelecida com uma análise de três posições perfuradas na zona de óleo. A perfuração no início da zona de óleo, foi denominada Perfuração Superior, logo a que esta localizada no centro da zona de óleo foi chamada de Perfuração Intermediária e por ultimo, a que foi perfurada na base da zona de óleo de Perfuração Inferior.

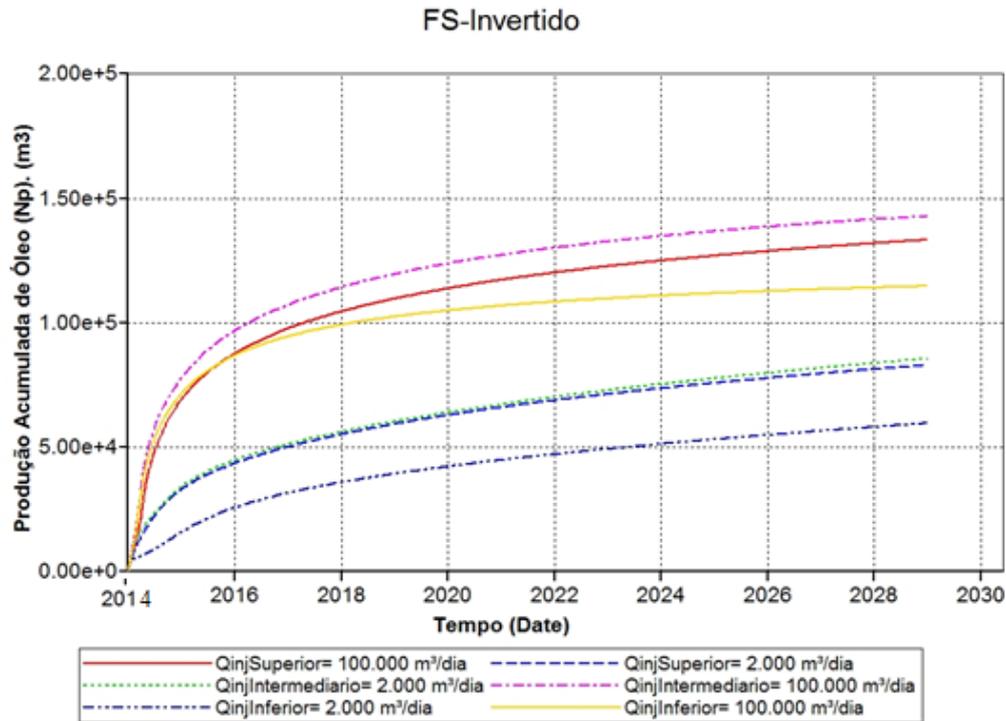


Figura 10 - Produção Acumulada para diferentes profundidades dos poços produtores.

Para o estudo da variação da profundidade dos poços produtores, foi proposta a utilização de apenas algumas vazões de injeção. Com base nisso, decidi escolher por 2000 e 100.000 m³/dia de CO₂, pelo fato que são injeções bem diferentes, uma que foi a primeira injeção utilizada e a outra quantitativamente bastante superior.

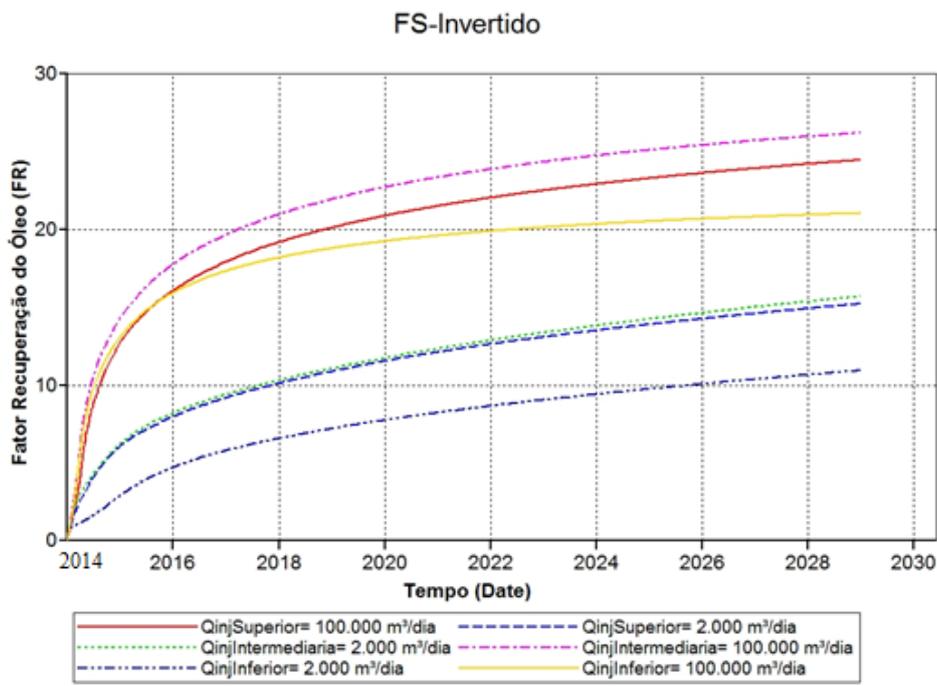


Figura 11 - Fator de recuperação para diferentes profundidades dos poços produtores.

Após observar às **Figuras 10** e **Figuras 11**, foi notável que tanto para o fator de recuperação do óleo, quanto para a produção acumulada, a melhor posição de perfuração na zona de óleo para os poços produtores foi a intermediária. Levando em conta os valores numéricos, precisamente o fator de recuperação, a perfuração intermediária foi cerca de 7 pontos percentuais maior que a primeira perfuração que é superior, e 2 pontos percentuais maior que a posição inferior. Qualificando-a como a melhor escolha para os poços produtores.

Já escolhido a melhor posição para os poços produtores, foi realizado o mesmo estudo para os poços injetores, fixando os poços produtores na posição intermediária e variando a profundidade do poço injetor na zona de óleo. Após análise dos gráficos, percebeu que para as três diferentes vazões de injeções utilizadas o fator de recuperação do óleo e a produção acumulada de óleo foram maiores na posição inferior, como está representado nos gráficos abaixo;

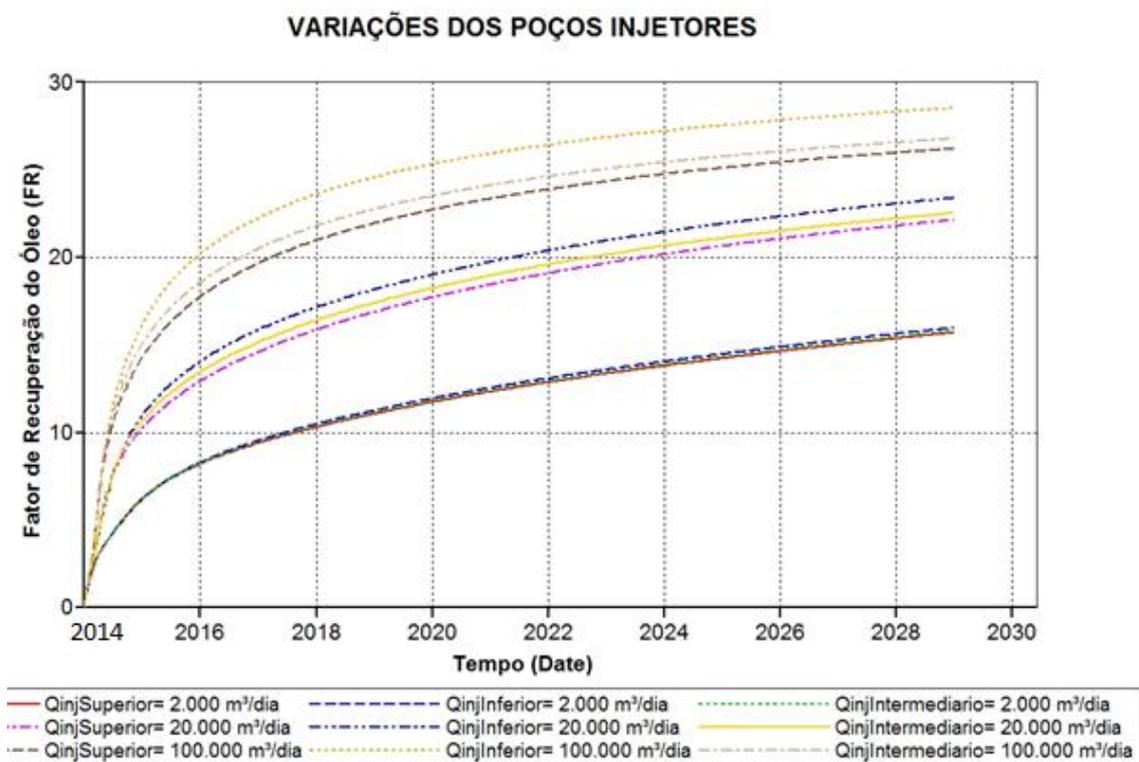


Figura 12 - Fator de recuperação do óleo para diferentes profundidades dos poços injetores.

Observe à **Figura 12**, é possível verificar nos gráficos que para todas as vazões utilizadas, a melhor posição do poço injetor foi a inferior. Além disso, o seu fator de recuperação chega ser aproximadamente 30 pontos percentuais para a injeção de 100.000 m³/dia de CO₂, que se caso não fosse alterada a posição do poço injetor, seria 25 percentuais, ou seja, a mudança na profundidade do poço injetor no *five-spot* invertida realmente é satisfatória.

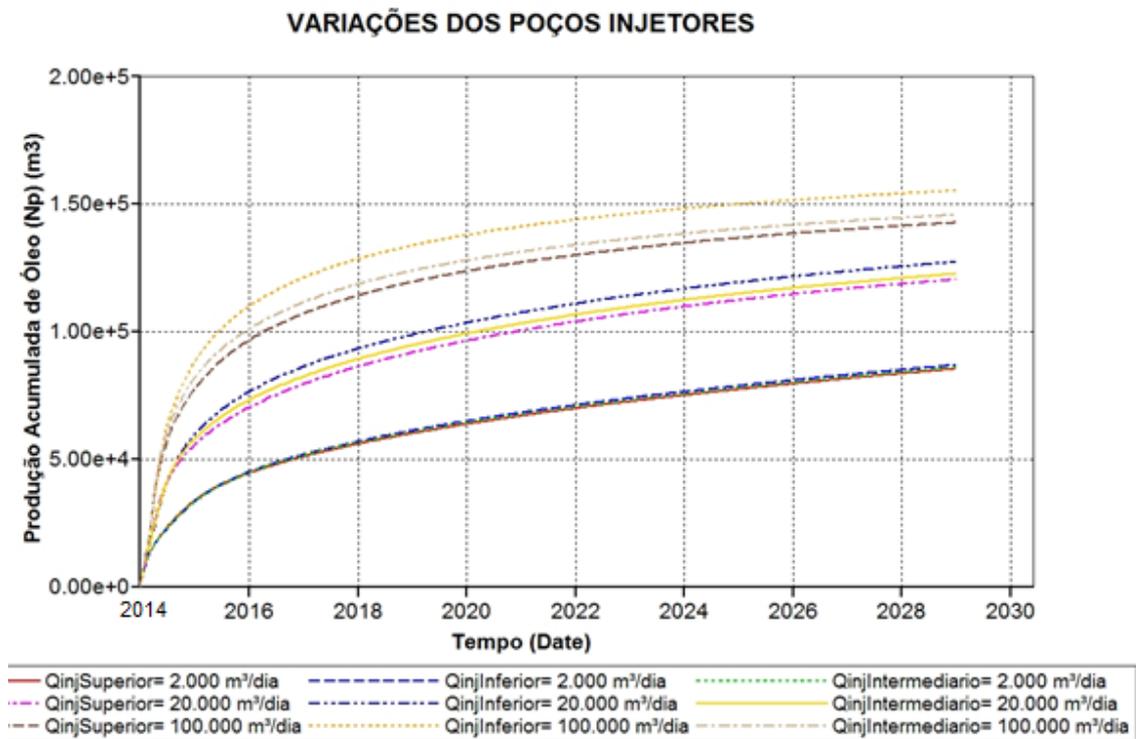


Figura 13 - Produção acumulada de óleo para diferentes profundidades dos poços injetores.

Na **Figura 13** a produção acumulada do óleo para injeção de 2000 m³/dia de CO₂ não tem praticamente nenhuma diferença entre as posições. Porém, quando aumenta a injeção há uma pequena diferença entre as posições superior (SUPER) e intermediária (INTER). Já para posição inferior, a diferença em relação aos outros é bem visível, enfatizando por consequência sua maior produtividade.

4.4 - Escolha do melhor Cenário.

Após o estudo na seção **4.3 – Análise comparativa dos Parâmetros Operacionais**, foi verificado que para melhor produtividade do reservatório as configurações das profundidades dos poços produtores e injetores, são respectivamente intermediária e inferior. Através disso, foram adicionadas novas vazões de injeção para o estudo da convergência da produção acumulada e o fator de recuperação do óleo.

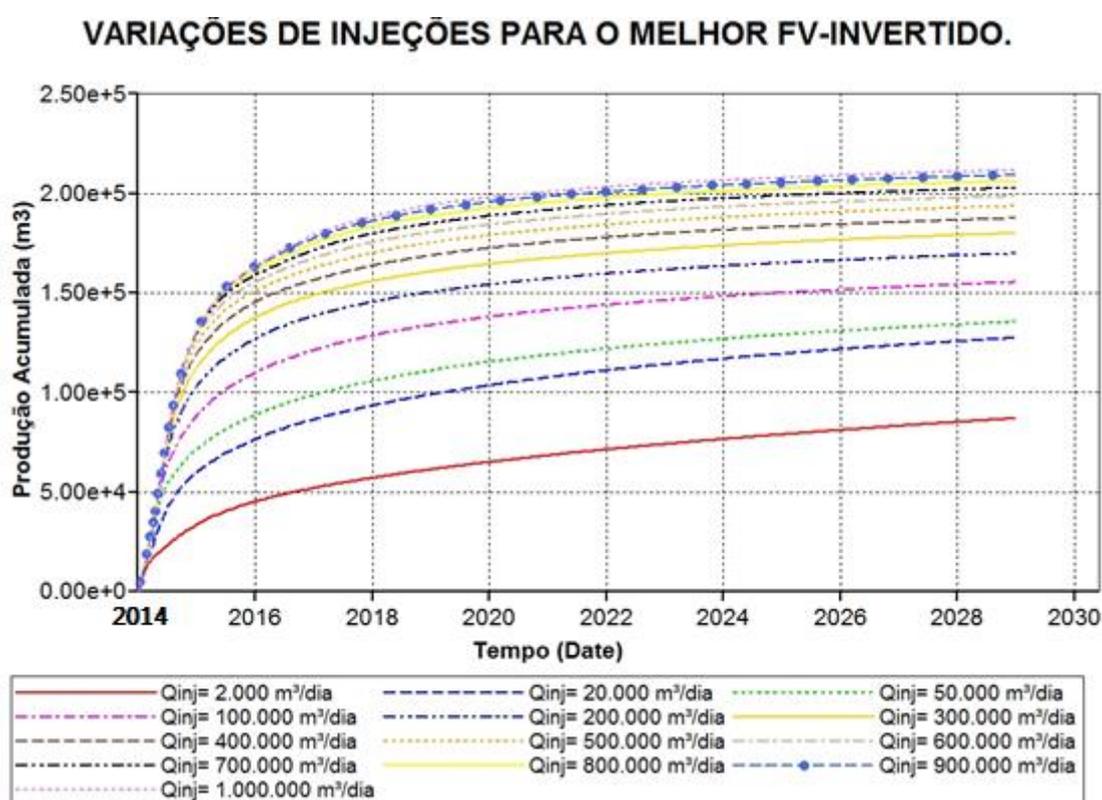


Figura 14 - Produção acumulada de óleo para diferentes injeções *five-spot* invertido.

Como pode observar na **Figura 14** as injeções aplicadas foram de 2 mil até um 1 milhão de m³/dia de CO₂. É notável também, que a partir de 800 mil m³/dia de CO₂ as diferenças para injeções superiores a isso são muito pequenas, levando a constatar que visualmente a região de convergência encontra-se no período entre 800 mil há 1 milhão de m³/dia de CO₂. A próxima imagem abaixo reafirma a tese.

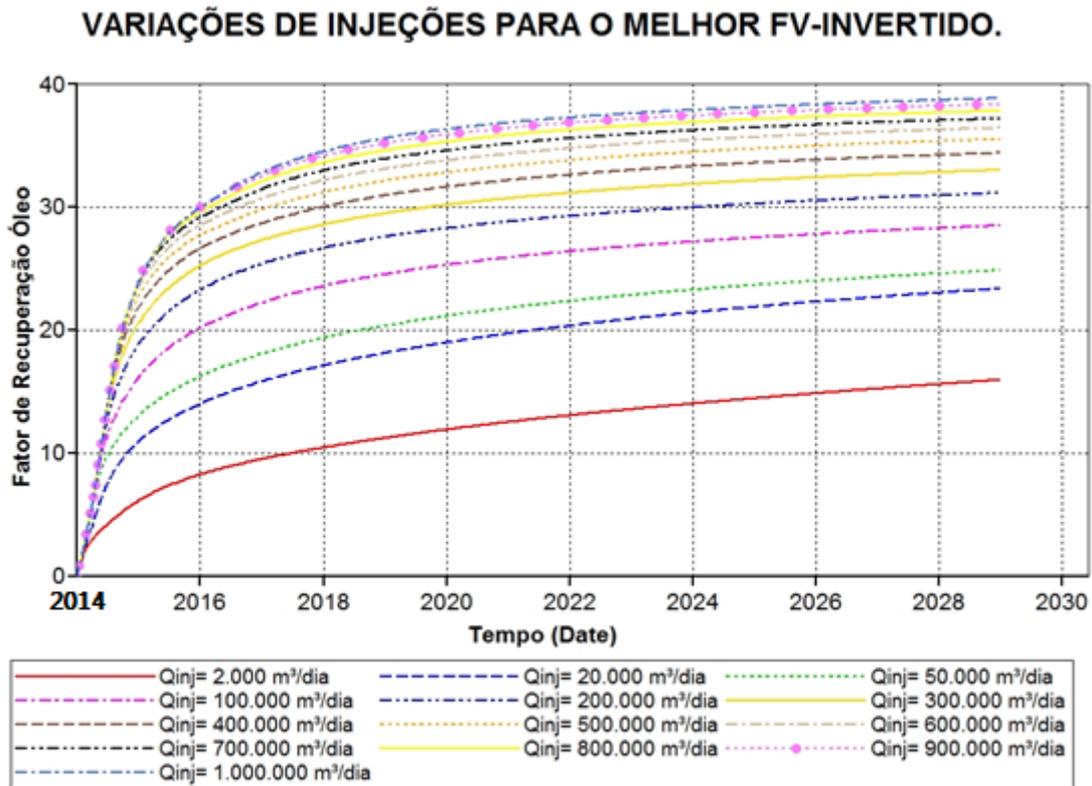


Figura 15 - Fator de recuperação do óleo para diferentes injeções *five-spot* invertido.

Através da leitura na **Figura 15**, percebe que o período de convergência é o mesmo para os dois gráficos acima, no qual o fator de recuperação está aproximadamente 38 pontos percentuais e a injeção média no período de convergência é 900 mil m^3/dia de CO_2 . A escolha da vazão de injeção se baseia apenas nos critérios técnicos para utilização no método de recuperação.

Com a definição da injeção de vazão e as profundidades dos poços, foi projetado mais dois novos cenários para aplicação da injeção de CO_2 , que no caso foram o *five-spot* normal e *nine-spot*. Os quais foram perfurados nas mesmas dimensões do modelo base, utilizando o mesmo modelo de fluido e com as mesmas profundidades, sendo simulados com todas as injeções. Suas estruturas estão representadas nas imagens a seguir.

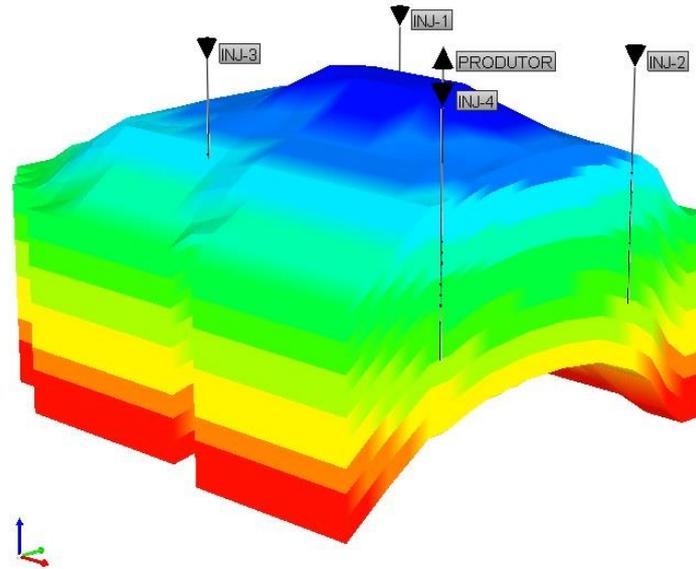


Figura 16 - Imagem do reservatório 3D da malha *five-spot* normal.

Na **Figura 16** mostra um corte transversal na imagem 3D da malha *five-spot* normal, detalhando as posições do canhoneio e a profundidade dos poços injetores. Além disso, pode se verificar que os poços injetores estão instalados na partir inferior da zona de óleo.

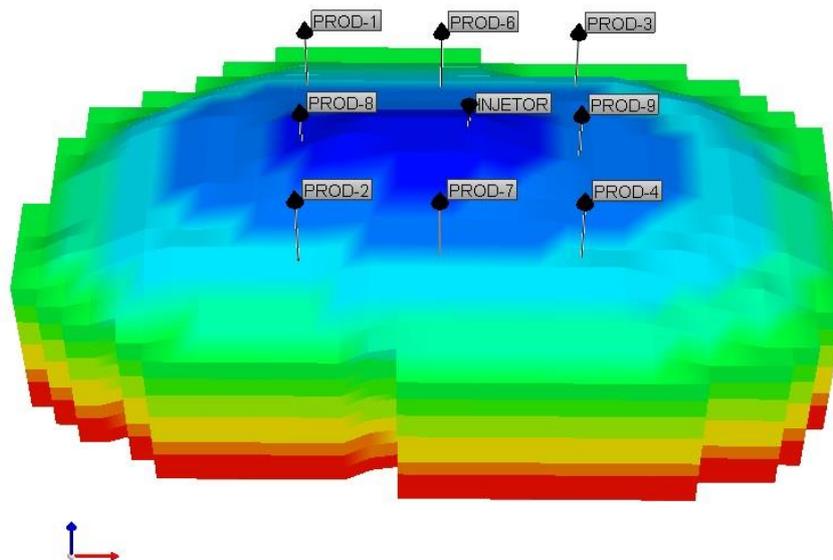


Figura 17 - Imagem do reservatório 3D da malha *Nine-spot* Invertida.

Na **Figura 17** é mostrada a estrutura de uma malha *Nine-spot* Invertida. Detalhando as posições dos poços instalados no reservatório. Onde são 8 poços produtores dispostos ao redor de um poço injetor instalado no centro da malha.

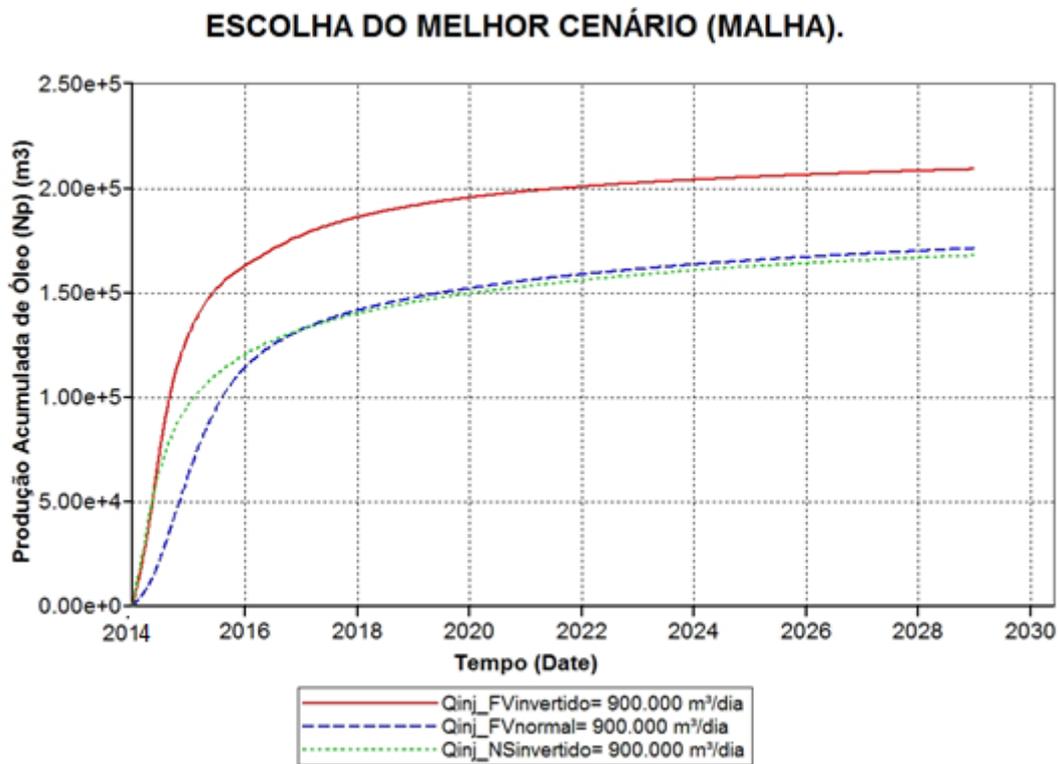


Figura 18 - Fator de recuperação do óleo para diferentes malhas.

Logo após a construção das novas malhas, foram submetidas a simulações com todas as injeções que foram utilizadas no modelo base (*five-spot* invertido), veja à **Figura 18**. No entanto, como já foi analisada no capítulo anterior, a vazão de injeção que converge é 900 mil m³/dia de CO₂. Com isso, utilizou a mesma injeção para os novos cenários, no qual foi realizado para comparar a produtividade e o fator de recuperação do óleo entre os mesmos.

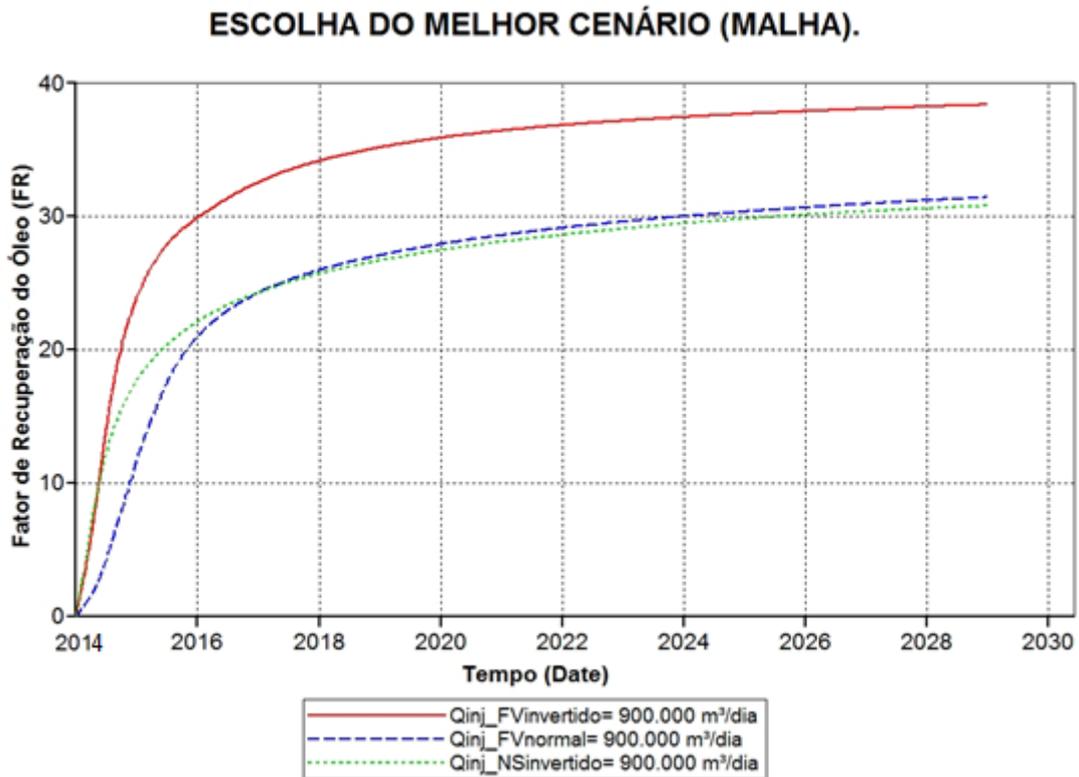


Figura 19 - Produção acumulada de óleo para diferentes malhas.

Na **Figura 18** e **Figura 19** acima é nítido que o modelo base, ou seja, *five-spot* invertido é bem superior as outras malhas. Enquanto o mesmo produz cerca de $2.00e+5$, os outros produzem em média $1.60e+5$. Portanto, o cenário que se adequa melhor no reservatório localizado no Nordeste brasileiro de óleo leve é o *five-spot* invertido, com a injeção de $900.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ de CO_2 resultando em um fator de recuperação próximo a 40%.

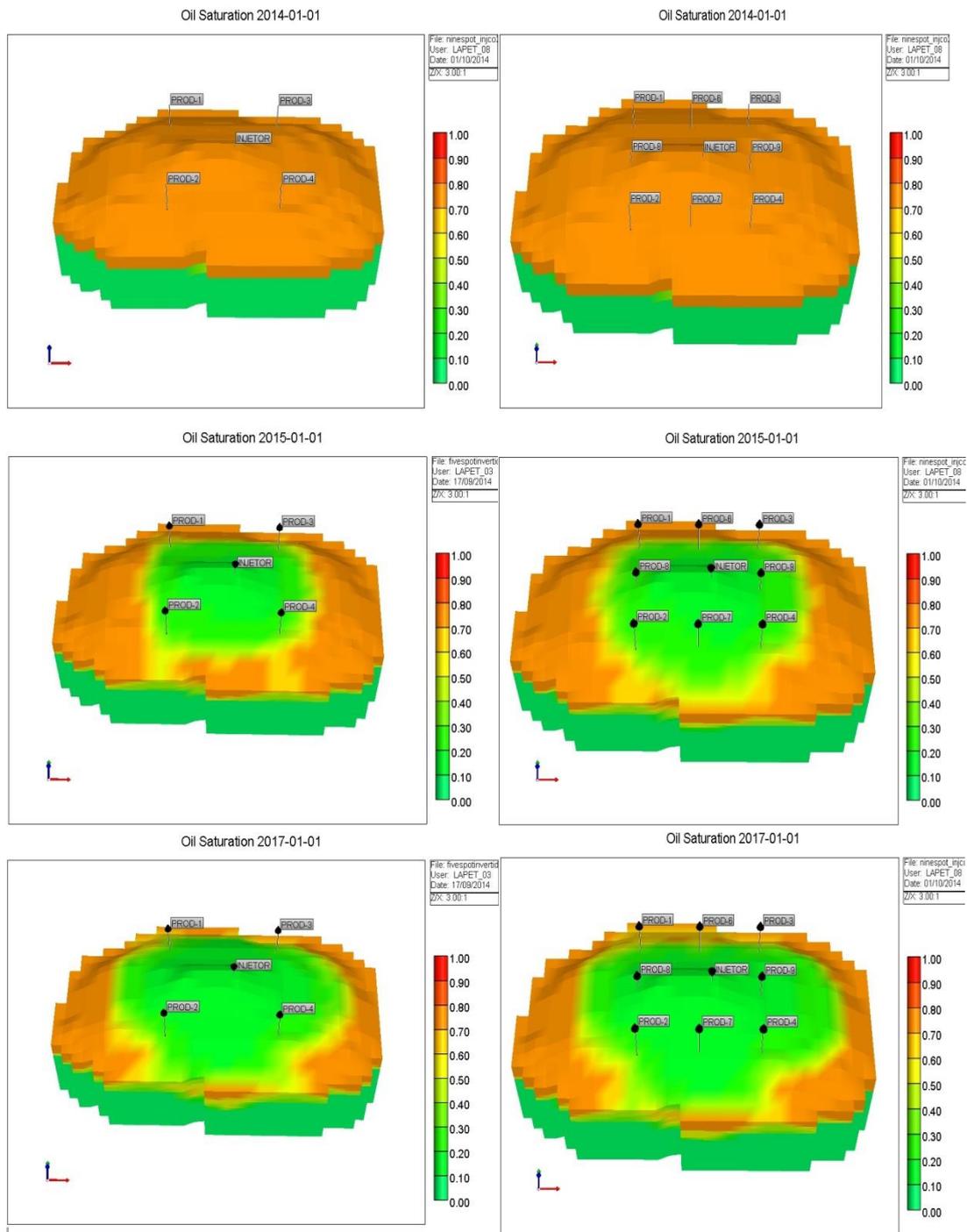


Figura 20 - Saturação do óleo 3D para *five-spot* Invertido e *nine-spot* Invertido.

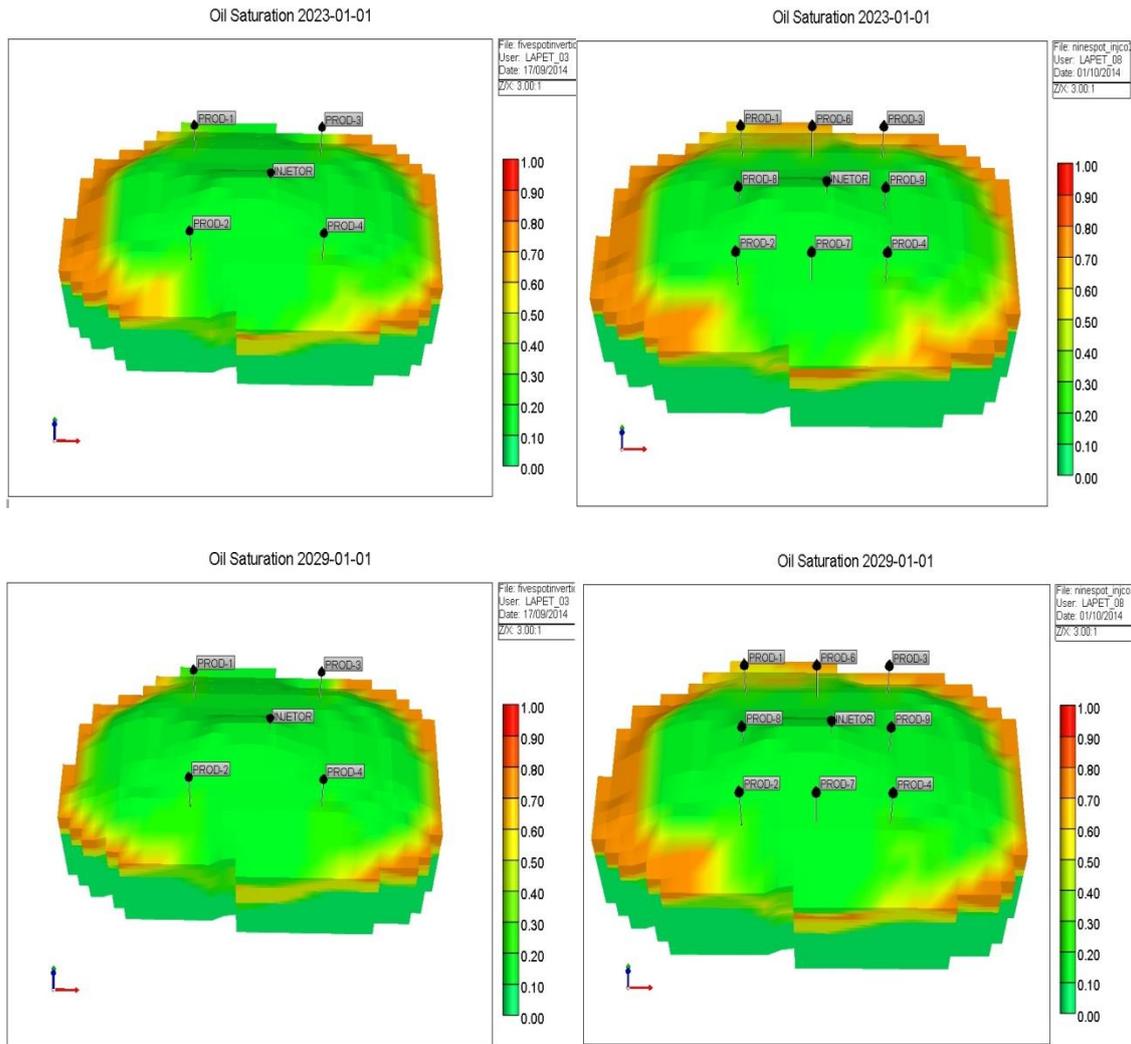


Figura 21 - Saturação do óleo 3D para *five-spot* invertido e *nine-spot* Invertido.

Na **Figura 20**, pode observar que até 2017 as duas malhas estão com quase o mesmo varrido de óleo, a diferença entra as imagens é muito pouca. Já **Figura 21** também caracteriza o *five-spot* invertido como o melhor cenário. Analisando as imagens é possível detectar que a S_o (Saturação do óleo) diminuiu em maior escala que o *nine-spot* Invertido, por exemplo, no ano de 2029-01-01 a imagem está bem clara, que a injeção de CO_2 teve maior varredura na malha *five-spot* invertido, ou seja, sua capacidade de produção foi maior, sendo assim, a melhor escolha.

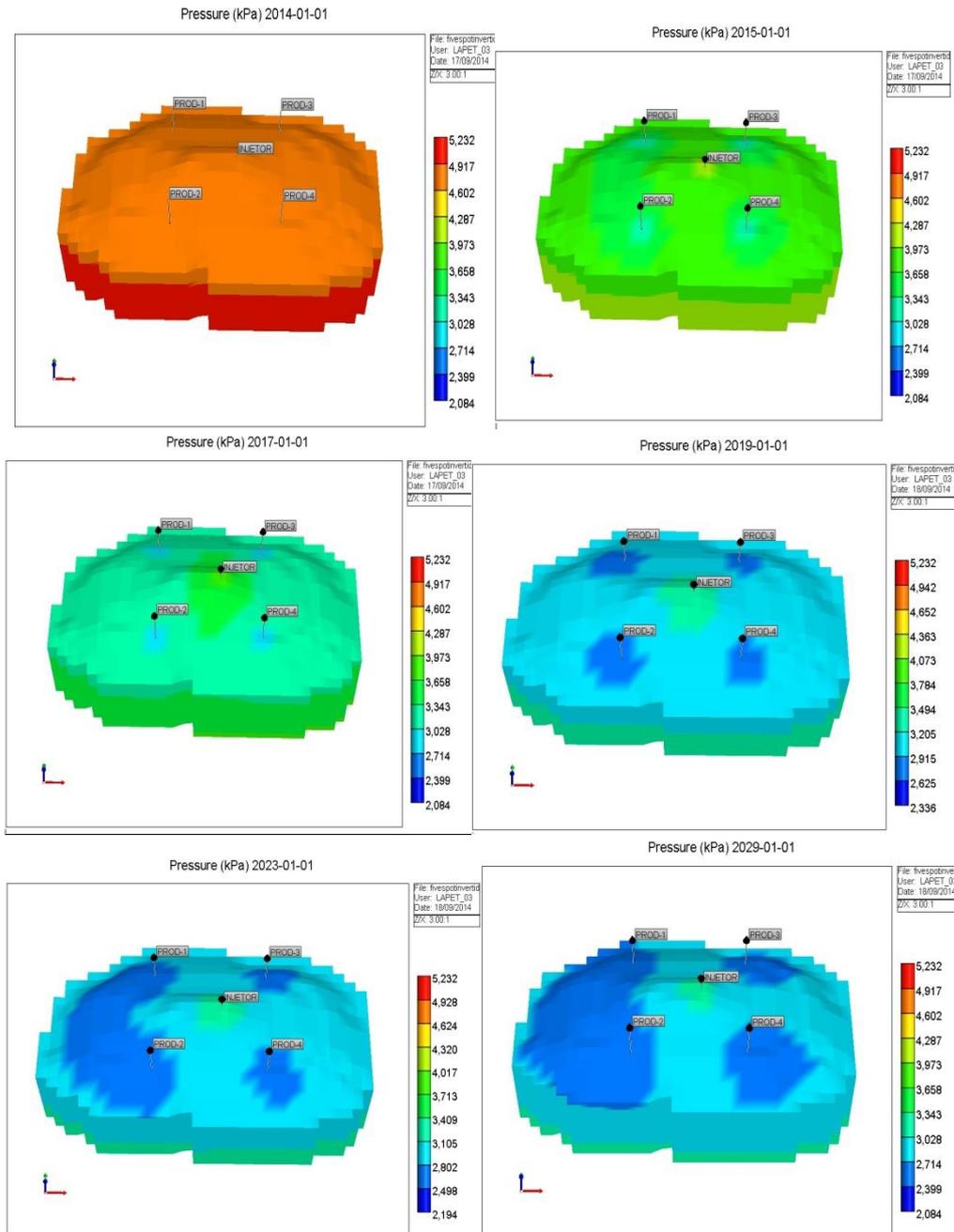


Figura 22 - Pressão 3D no *five-spot* invertido.

A **Figura 22** acima pode observar que o óleo vai sendo produzido, á pressão interna do reservatório vai diminuindo e como consequência os fluidos lá contidos se expandem. O processo é contínuo, de maneira que a produção provoca redução de pressão, que acarreta expansão de fluidos, que por sua vez resulta em mais produtividade.

Conclusões e Recomendações

5 – Conclusões e Recomendações.

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

5.1 – Conclusões.

Com base nos resultados obtidos, pode-se aferir que:

- A injeção miscível de CO₂ se mostra interessante para os casos em que o óleo do reservatório não seja muito pesado, e onde a pressão do reservatório seja relativamente baixa.
- Nos 15 anos de projeto analisado (2014-2029), o incremento apresentado no método de recuperação utilizando injeção CO₂, foi em torno de quarenta pontos percentuais em relação à recuperação primária do reservatório, o qual se encontra no intervalo normalmente válido para modelo, já que normalmente o FR para esse modelo é próximo aos cinquenta pontos percentuais.
- Os parâmetros analisados foram tipo de fluido injetado, vazão de injeção e a completação dos poços produtores e injetores. Todos os parâmetros operacionais influenciaram na produtividade do reservatório, após a definição das posições dos poços produtores e injetores, avaliou quantitativamente a vazão de injeção variando-a, obtendo conseqüentemente maior valor no fator de recuperação.
- O modelo escolhido apresentou as seguintes características: modelo *five-spot* invertido com quatro poços produtores nas extremidades e um de injeção ao centro, sendo injetado 900 mil m³/dia de CO₂, um valor superior a esse não houve grandes alterações na produção acumulada do óleo e no fator de recuperação. Desta forma, os custos tornam-se cada vez maiores, mas o volume de óleo seria semelhante.
- O CO₂ promoveu um deslocamento miscível eficiente á baixa pressão, sabendo que o CO₂ é mais viscoso que metano, o que melhora a sua eficiência de varrido. O deslocamento aumentou, quando a saturação do óleo foi reduzida em relação ao volume poroso na região contatada.

5.2 – Recomendações.

Após o estudo realizado se obtiveram alguns resultados relevantes, porém têm alguns que devem ser aprofundados. Segue algumas recomendações para futuras evoluções do trabalho.

- ✚ Realizar o comparativo técnico-econômico do projeto analisado, para melhor avaliação do custo x benefício.
- ✚ Avaliar outros tipos de cenários de completação para o sistema estudado, variando os poços nas distancias horizontais;
- ✚ Verificar a influência de aquíferos ou capa de gás no processo de recuperação.
- ✚ Adicionar à quantificação de incertezas (geologia, químicas, etc..) aos problemas estudados.
- ✚ Realizar um trabalho sobre armazenamento, transporte e retirada de dióxido de carbono, e os seus impactos ambientais. Enfatizando as vantagens e desvantagens do seu uso em relação ao meio ambiente.
- ✚ Considerar outras variáveis do projeto importantes, como a concentração de polímeros e as vazões de injeções de água e óleo alternadas (para caso de aplicação de injeção de polímeros) .

Referências Bibliográficas

6-Bibliografia:

- ✓ BRESSAN, L. W. Recuperação Avançada de Petróleo. Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono. Material de apoio usado em apresentações diversas no CEPAC: 2008. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/cepac/?p=apresentacoes>>. Acesso em: 10 Set. 2014.
- ✓ CERQUEIRA, F. C.; CORBI, H. C.; SILVA, E. B.; GOMES, L. G. D.; FOLIOCO, P. Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo Aplicados em Meio Offshore. Santos Offshore Conference 2009. Santos, São Paulo. 21-23 Outubro. 2009. p. 1-12.
- ✓ CUNHA M. A. Métodos especiais de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de dióxido de carbono gasoso e seus processos derivados, UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.
- ✓ DONALDSON E.C; CHILINGARIN G.V.; YEN T.P.: Enhanced Oil Recovery II - Processes and Operations., 1989.
- ✓ GARCIA, N.S.C; Injeção de CO₂ em reservatórios de óleos leves. UFRN. NATAL- RN, 2014.
- ✓ Herzog, H. The Economics of CO₂ Separation and Capture, Technology, vol. 7, supplement 1, pp.13-23, (2000).
- ✓ ICF INTERNATIONAL – *Analysis of the costs and benefits of CO₂ sequestration on the U.S outer continental shelf*. 2012. Herndon-VA.
- ✓ RAVAGNANI, A.T.F.S.G.; SUSLICK, S.B. Modelo dinâmico de sequestro geológico de CO₂ em reservatórios de petróleo. São Paulo, 2008.
- ✓ ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.
- ✓ THOMAS, J. E. - *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.