

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA – CT**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE INJEÇÃO DE ÁGUA  
APLICADO A UM RESERVATÓRIO COM CARACTERÍSTICAS DO  
NORDESTE BRASILEIRO.**

**PRISCYLA CAMPOS VALENTIM**

**Orientador:** Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

**Natal/RN, Dezembro de 2015.**

**PRISCYLA CAMPOS VALENTIM**

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE INJEÇÃO DE ÁGUA  
APLICADO A UM RESERVATÓRIO COM CARACTERÍSTICAS DO  
NORDESTE BRASILEIRO.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte como  
segunda parte do requisito para a Graduação em  
Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

**Natal/RN, Dezembro de 2015.**

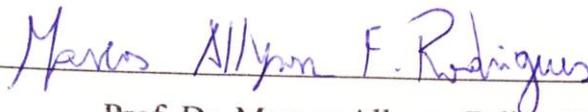
**PRISCYLA CAMPOS VALENTIM**

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE INJEÇÃO DE ÁGUA APLICADO A UM RESERVATÓRIO COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO.**

Esta monografia foi avaliada e considerada adequada como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em 2 de Dezembro de 2015

**BANCA EXAMINADORA**



Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

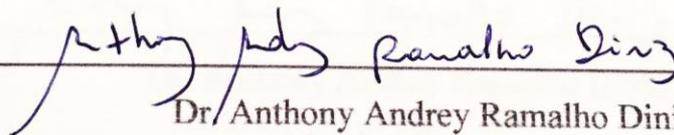
Orientador – UFRN



---

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Membro Interno – UFRN



Dr. Anthony Andrey Ramalho Diniz

Membro Externo

**Natal/RN, Dezembro de 2015.**

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família, em especial aos meus pais, **Paulo Pedro Valentim** e **Maria da Guia Campos Valentim**, por todo esforço feito, por todo amor e pela confiança. Esta conquista é de vocês e por vocês!

## AGRADECIMENTOS

A **Deus**, pela vida, pelo ser humano que sou, pelas oportunidades, por nunca me deixar desistir e por sempre estar junto de mim, seja nas alegrias ou, principalmente, nos momentos difíceis.

Aos **meus pais**, por todo amor e dedicação a mim e as minhas irmãs. Por mesmo estando distante, estarem sempre presentes. Por me encorajar a sempre buscar ir mais longe e a nunca desistir dos meus sonhos. Mainha, seu amor zeloso e sua dedicação foram fundamentais para que a fraqueza não me vencesse, sendo a força que eu precisava. Painho, sua proteção me deu segurança para conquistar com a certeza de que nunca estive sozinha. Sou eternamente grata.

As minhas irmãs **Rafaela** e **Rayla**, pelo amor diário, por me darem o direito de ter uma família mesmo longe dos meus pais. Vocês são um dos principais motivos pelos quais eu sou a pessoa que sou e a profissional que eu pretendo ser. Obrigada por estarem presentes mesmo quando estava longe.

A minha avó **Maria** e as minhas tias **Andresa**, **Graça** e **Socorro**, por serem muito mais que avó e tias, por serem muitas vezes mães, irmãs e, mais que tudo, verdadeiras amigas e fonte de inspiração para minhas decisões na vida pessoal e acadêmica. Obrigada por todo amor e paciência.

Aos meus amigos **Izaías**, **Jéssica**, **Luana**, e **Renata**, por estarem presentes nos últimos anos na faculdade, pelas manhãs, tardes, noites e madrugadas estudando juntos, pelo companheirismo e pela amizade. Vocês foram verdadeiros presentes que a universidade me deu.

A todos os meus amigos, principalmente **Joseane**, **Kimênia**, **Maritsa**, **Ralidy**, **Raliny** e **Rayane**, por sempre estarem ao meu lado, dando-me força e incentivo. Sei que sempre posso contar com vocês.

A minha colega de sala, companheira de intercâmbio, eterna *roommate* e parceira de pesquisa **Katyane**, pela amizade, pela paciência, pelas aventuras e, principalmente, pela colaboração na realização deste trabalho.

Ao **Programa Ciência sem Fronteiras** e à *University of Oklahoma*, pela oportunidade de viver um dos melhores anos da minha vida, aprender um novo idioma, de conhecer uma nova cultura e novos lugares. Esta experiência foi fundamental para minha chegada até aqui.

Aos meus amigos do intercâmbio **Bianca, Camila, Eduardo, Rafael** e, especialmente, ao meu grande amigo e companheiro de todos os momentos **Rodrigo**, por serem a família que eu precisei enquanto estava nos Estados Unidos, pela companhia, ajuda e pelo incentivo. Vocês tornaram essa experiência mais fácil.

Ao meu orientador **Dr. Marcos Allyson**, por ser um professor presente e amigo, pelo apoio durante a minha graduação e meu intercâmbio, e por me acompanhar também no estágio e no projeto de pesquisa.

A todos os professores que fazem o **Departamento de Engenharia de Petróleo**, por todo conhecimento, pelo comprometimento e dedicação para com a minha formação como engenheira.

À **Universidade Federal do Rio Grande do Norte**, por proporcionar estrutura de qualidade para que eu pudesse ser a profissional capacitada que sou.

Ao **PRH – PB 221**, pela bolsa de pesquisa concedida.

A **CMG (*Computer Modelling Group*)**, pela disponibilidade do software utilizado.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste sonho.

**Campos Valentim, Priscyla** – “Análise econômica de um projeto de injeção de água aplicado a um reservatório 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.

**Orientador:** Prof. Dr Marcos Allyson Felipe Rodrigues

### RESUMO

Energia é um componente vital para a existência humana. Ao longo dos últimos séculos, combustíveis fósseis têm desempenhado um papel fundamental como resposta à demanda mundial de energia. Buscando a maior extração de óleo dos reservatórios, os métodos de recuperação têm sido, cada vez mais, aplicados. A injeção de água ainda é um dos métodos mais utilizados, principalmente em regiões como o Nordeste brasileiro, devido à facilidade na obtenção do fluido injetado. Este trabalho visa ao estudo da aplicação da injeção de água em um reservatório com aspectos semelhantes às condições existentes na região do Nordeste do Brasil. O trabalho utilizou a ferramenta “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced processes Reservoir Simulator*), versão 2012.1 da CMG (*Computer Modeling Group*), para a realização das simulações, que foram feitas variando os modelos de injeção entre linha direta, linha esconsa, *five-spot*, *five-spot* invertido, *seven-spot*, *seven-spot* invertido, *nine-spot* e *nine-spot* invertido. Além destas variações, para cada modelo, foram testadas oito vazões de injeção (50, 75, 100, 125, 150, 200, 250 e 300 m<sup>3</sup> std/dia). Apesar da utilização de outros métodos, como taxa interna de retorno, *payback* e índice de lucratividade líquida, foi considerado o resultado do método do valor presente líquido, que constatou que o modelo *nine – spot* invertido com injeção à 200 m<sup>3</sup> std/dia é o mais viável economicamente.

**Palavras Chaves:** Injeção de água, modelo de injeção, vazão de injeção, simulação numérica, análise econômica.

**Campos Valentim, Priscyla** – “Análise econômica de um projeto de injeção de água aplicado a um reservatório 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.

**Orientador:** Prof. Dr Marcos Allyson Felipe Rodrigues

### ABSTRACT

Energy is a vital component of human existence. Over the past centuries, fossil fuels have played a key role in response to global demand for energy. Seeking for the most reservoirs oil extraction, recovery methods have been increasingly applied. Water injection is still one of the most used methods, mainly in regions such as northeastern Brazil, due to the ease in acquiring the injected fluid. This paper aims to study the application of water injection in a reservoir with aspects similar to conditions in the region of Northeast Brazil. The study used the "STARS" (Steam, Thermal, and Advanced processes Reservoir Simulator), version 2012.1 from CMG (Computer Modeling Group), to made the simulations, which were made by varying the injection patterns among direct line drive, staggered line drive, five-spot, inverted five-spot, seven-spot, inverted seven-spot, nine-spot and inverted nine-spot. In addition to these variations, for each model, eight injection flow rate (50, 75, 100, 125, 150, 200, 250 and 300 std m<sup>3</sup>/day) were tested. Despite the use of other methods such as internal rate of return, payback and net profitability index, it was considered the result of the method of net present value, which found that the model inverted nine – spot with injection of 200 m<sup>3</sup> std / day is more economically viable.

**Keywords:** Water injection, injection patterns, injection flow rate, numerical simulation, economic analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mecanismo de gás em solução.....	5
Figura 2: Reservatório com mecanismo de capa de gás.....	6
Figura 3: Mecanismo de Influxo de água.....	6
Figura 4: Mecanismo combinado.....	7
Figura 5: Representação esquemática da injeção de água como método de recuperação de petróleo.....	9
Figura 6: Injeção periférica, injeção de topo e injeção na base.....	11
Figura 7: Linha direta e linha esconsa.....	12
Figura 8: Five-spot e five-spot invertido.....	12
Figura 9: Seven-spot e seven-spot invertido.....	13
Figura 10: Nine-spot e nine-spot invertido.....	13
Figura 11: Dimensionamento do reservatório.....	20
Figura 12: Reservatório discretizado em 9702 blocos.....	21
Figura 13: Modelos de injeção linha direta, linha esconsa, five-spot, five-spot invertido.....	21
Figura 14: Modelos de injeção seven-spot, seven-spot invertido, nine-spot, nine-spot invertido.....	22
Figura 15: Curvas de permeabilidade para o sistema água – óleo.....	23
Figura 16: Curvas de permeabilidade para o sistema gás-líquido.....	24
Figura 17: Fator de recuperação x Tempo para modelo linha direta.....	29
Figura 18: Fator de recuperação x Tempo para modelo linha esconsa.....	29
Figura 19: Fator de recuperação x Tempo para modelo five-spot.....	30
Figura 20: Fator de recuperação x Tempo para modelo five-spot invertido.....	30
Figura 21: Fator de recuperação x Tempo para modelo seven-spot.....	31
Figura 22: Fator de recuperação x Tempo para modelo seven-spot invertido.....	31
Figura 23: Fator de recuperação x Tempo para modelo nine-spot.....	32
Figura 24: Fator de recuperação x Tempo para modelo nine-spot invertido.....	32
Figura 25: Curvas FR x VPI para os modelos linha direta, linha esconsa, five-spot, five-spot invertido.....	33
Figura 26: Curvas FR x VPI para os modelos seven-spot, seven-spot invertido, nine-spot, nine-spot invertido.....	34

Figura 27: Curva VPL para modelo linha direta. ....	35
Figura 28: Curva VPL para modelo linha esconsa. ....	36
Figura 29: Curva VPL para modelo five – spot. ....	36
Figura 30: Curva VPL para modelo five – spot invertido. ....	37
Figura 31: Curva VPL para modelo seven – spot. ....	37
Figura 32: Curva VPL para modelo seven – spot invertido. ....	38
Figura 33: Curva VPL para modelo nine – spot. ....	39
Figura 34: Curva VPL para modelo nine – spot invertido. ....	39
Figura 35: Melhores curvas de VPL x tempo para os modelos de injeção. ....	40

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1: Classificação do óleo através °API. ....	3
Tabela 2: Propriedades da rocha reservatório. ....	22
Tabela 3: Condições operacionais dos poços. ....	24
Tabela 4: Composição dos fluidos do reservatório. ....	25
Tabela 5: Grupos e frações molares dos pseudocomponentes. ....	26
Tabela 6: Valores utilizados na análise econômica.....	26
Tabela 7: Vazões escolhidas para análise econômica em cada modelo de injeção.....	34
Tabela 8: Melhores vazões de injeção e máximo valor de VPL para os modelos de injeção..	40
Tabela 9: Resultados da TIR .....	41
Tabela 10: Resultados do ILL .....	42

**SUMÁRIO**

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivo Geral .....	2
1.2 Objetivo Específico .....	2
<b>2 ASPECTOS TEÓRICOS .....</b>	<b>3</b>
2.1 Petróleo .....	3
2.2 Classificação do óleo .....	3
2.3 Produção Acumulada.....	4
2.4 Fator de Recuperação .....	4
2.5 Volume Poroso Injetado .....	4
2.6 Recuperação Primária.....	4
2.6.1 Gás em solução.....	4
2.6.2 Capa de gás.....	5
2.6.3 Influxo de água.....	6
2.6.4 Drenagem gravitacional .....	7
2.6.5 Mecanismo combinado.....	7
2.7 Métodos convencionais de recuperação .....	8
2.8 Injeção de Água .....	8
2.9 Esquemas de injeção.....	10
2.9.1 Injeção periférica, injeção de topo e injeção na base. ....	11
2.9.2 Injeção em malhas .....	11
2.10 Simulação numérica de reservatórios .....	14
2.11 Avaliação econômica.....	14
2.12 Valor presente líquido (VPL) .....	15
2.12.1 VPL de um projeto de injeção de água.....	15
2.13 CAPEX ( <i>Capital Expenditures</i> ) e OPEX ( <i>Operation Expenditures</i> ) .....	17

2.14	Taxa interna de retorno (TIR).....	18
2.15	<i>Payback</i> .....	18
2.16	Índice de lucratividade líquida (ILL).....	19
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>20</b>
3.1	Ferramentas computacionais .....	20
3.2	Modelo físico do reservatório .....	20
3.2.1	Propriedades da rocha .....	22
3.2.2	Permeabilidades relativas .....	23
3.3	Condições operacionais dos poços .....	24
3.4	Modelagem dos fluidos.....	25
3.5	Valores utilizados na análise econômica do projeto de injeção .....	26
3.6	Metodologia de trabalho .....	27
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>28</b>
4.1	Análise do método de injeção de água .....	28
4.2	Análise do fator de recuperação <i>versus</i> volume poroso injetado .....	32
4.3	Análise do valor presente líquido (VPL) .....	35
4.4	Análise da taxa interna de retorno (TIR) .....	41
4.5	Análise do <i>payback</i> .....	42
4.6	Análise do índice de lucratividade líquida (ILL).....	42
4.7	Melhor modelo e vazão de injeção .....	43
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>44</b>
5.1	Conclusões.....	44
5.2	Recomendações .....	45
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>46</b>

## 1 INTRODUÇÃO

É conhecido que cada vez mais está se exigindo recursos para sanar a demanda de energia global. Com isso, as reservas petrolíferas estão sendo mais e mais trabalhadas, de modo a estarem sempre expostas a novas maneiras pelas quais um maior percentual de petróleo seja removido.

Para suprir essa necessidade, foram desenvolvidos métodos que utilizavam de recursos não naturais do reservatório para a maior remoção possível de óleo e/ou gás, visando o aumento da pressão, aumento da temperatura e, conseqüentemente, redução da viscosidade, e, também aumento da mobilidade do fluido do reservatório.

Segundo Thomas (2001), os métodos de recuperação de petróleo são de três tipos: naturais, convencionais e especiais. O método de recuperação natural é aquela que é resultado apenas da energia natural do reservatório. Já o método convencional fornece mecanismos externos para realizar manutenção da pressão do reservatório, que podem ser injeção de água e de gás imiscível. Os métodos especiais são outros processos que atuam onde o processo convencional falhou ou falharia, caso fosse empregado, podendo ser térmicos, miscíveis e químicos.

De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), a injeção de água no reservatório como método de recuperação consiste basicamente na adição de água através de um ou mais poços injetores. Com a chegada da água no reservatório, ocorre um aumento na pressão, o que contribui com o fluxo do óleo para o fundo do poço.

A melhor utilização da injeção de água está relacionada com a maior quantidade produzida, e o quão rentável é esta produção. Ou seja, julgar se é válido fazer determinada injeção, a quantidade mais adequada a ser injetada, qual o melhor modelo de disposição dos poços na malha tanto para os números de produção quanto para os valores econômicos.

Além da escolha de um método de recuperação avançada, outra maneira de se buscar a maior produção de petróleo está relacionada à distribuição dos poços ao longo do reservatório, que pode ser injeção periférica, injeção de topo e injeção na base, e injeção em malhas.

Sendo assim, a melhor aplicação do método de injeção de água e do seu modelo de injeção está diretamente relacionada com a maior geração de lucros mediante a produção de óleo. Ou seja, julgar se é válido fazer determinada injeção, a quantidade mais adequada a ser injetada, qual a melhor disposição dos poços, tanto para os números de produção quanto para os valores econômicos.

Diante de tais parâmetros que julgam a validade de um dado projeto, este trabalho visa à análise econômica de um projeto de injeção de água para diferentes esquemas de injeção.

O capítulo 2 mostra os principais aspectos teóricos que fundamentaram todo o desenvolvimento deste trabalho.

Já no capítulo 3 são encontrados os materiais empregados bem como a metodologia de trabalho utilizada.

O capítulo 4 contem todos os resultados obtidos, tanto referentes às simulações de produção, quanto às análises de cunho econômico.

Por fim, o capítulo 5 apresenta o que pode ser concluído através dos resultados e as recomendações para futuros projetos.

## **1.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é fazer uma análise econômica de um projeto de injeção de água em um reservatório com características semelhantes às encontradas no Nordeste do Brasil.

## **1.2 Objetivo Específico**

O objetivo específico deste trabalho é variar os modelos de injeção e as vazões de injeção para injeção de água; fazer simulações de recuperação para todos os modelos de malha e as vazões de injeção; utilizar os resultados obtidos nas simulações feitas através do *STARS* da CMG para fazer a análise técnica da recuperação; analisar economicamente o projeto através dos métodos do valor presente líquido, taxa interna de retorno, *payback* e índice de lucratividade líquida; e, então, atestar qual o modelo de injeção e a vazão mais rentável.

## 2 ASPECTOS TEÓRICOS

Este capítulo é destinado aos principais aspectos teóricos que foram fundamentais para realização e compreensão do estudo feito.

### 2.1 Petróleo

O petróleo consiste basicamente em uma mistura de hidrocarbonetos. Sua denominação vem do latim Petra (pedra) e Oleum (óleo).

Além de hidrocarbonetos, outras substâncias também podem ser encontradas como o enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. O petróleo é dividido em duas fases distintas: a fase líquida (petróleo) e a fase gasosa (gás natural) (THOMAS, 2001).

### 2.2 Classificação do óleo

Apesar de existirem outras maneiras de classificar o óleo, a mais comumente utilizada é o comparativo da *American Petroleum Institute* (API), que se baseia na densidade em condições padrão de pressão e temperatura (14,7 psia e 60° F). Tal classificação, de acordo com a Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis, pode ser evidenciada na Tabela 1, sendo seu cálculo realizado com base na Equação I.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d_o} - 131,5 \quad (\text{Equação I})$$

Onde:

$d_o$ : densidade do óleo @ 14,7 psia e 60° F.

Tabela 1: Classificação do óleo através °API.

Classificação do óleo	°API
Óleo leve	$^{\circ}\text{API} \geq 31,1$
Óleo médio	$22,3 \leq ^{\circ}\text{API} < 31,1$
Óleo pesado	$12 < ^{\circ}\text{API} < 22,3$
Óleo extrapesado e betumes	$^{\circ}\text{API} \leq 12$

Fonte: ANP, 2011.

### **2.3 Produção Acumulada**

Ao volume de fluido produzido de um reservatório, até um dado tempo, dá-se o nome de produção acumulada (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

### **2.4 Fator de Recuperação**

O fator de recuperação representa a porcentagem de fluido que se espera produzir a partir de um reservatório, ou seja, a razão entre os volumes recuperável e original.

### **2.5 Volume Poroso Injetado**

O volume poroso injetado é a razão, a cada instante, entre o volume acumulado de fluido(s) que é (são) injetado(s), e o volume poroso da zona de óleo.

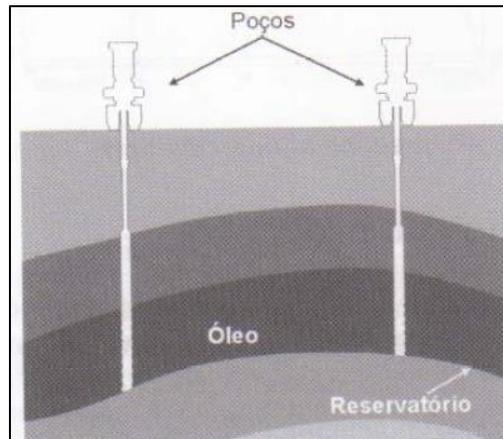
### **2.6 Recuperação Primária**

De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), a recuperação primária é aquela que é resultado apenas da energia natural do reservatório. Esta recuperação pode ser obtida através dos mecanismos de capa de gás, de gás em solução, de influxo de água, de segregação gravitacional e combinado.

#### **2.6.1 Gás em solução**

O óleo cru à alta pressão pode conter grandes quantidades de gás dissolvido. Devido à produção do óleo do reservatório, sua pressão é reduzida, logo, o gás sai da solução e desloca o óleo do reservatório para os poços de produção, como mostra a figura 1, que ilustra o mecanismo de gás em solução.

Figura 1: Mecanismo de gás em solução



Fonte: Thomas, 2001.

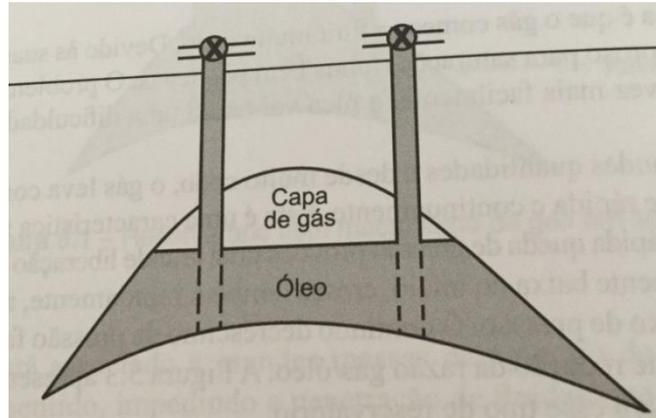
### 2.6.2 Capa de gás

A partir de ROSA (2006), quando, diante de condições específicas de pressão e temperatura, uma mistura de hidrocarbonetos apresentar-se, equilibradamente, nas fases líquido e vapor, estando a fase vapor (gás livre) localizada nas partes mais altas do meio poroso, denomina-se capa de gás.

Em um reservatório com esta estrutura, ao colocar a zona de líquido em produção, ocorre redução da sua pressão. Tal redução é transmitida à capa de gás, que se expande, de modo a penetrar gradualmente na zona de óleo, ocupando o espaço deixado pelo óleo à medida que vai sendo produzido.

Devido à alta compressibilidade do gás, sua expansão ocorre sem afetar a pressão no interior do reservatório.

Figura 2: Reservatório com mecanismo de capa de gás.

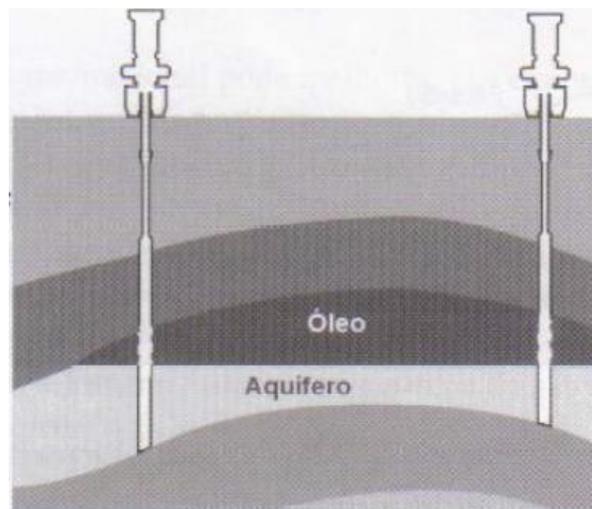


Fonte: Rosa; Carvalho; Xavier, 2006.

### 2.6.3 Influxo de água

Conforme Thomas (2001), quando um reservatório de hidrocarbonetos está em contato direto com uma grande acumulação de água (aquíferos), de modo que as alterações que ocorrem no reservatório também ocorram no aquífero, e vice-versa, diante da produção de óleo, há redução de pressão no reservatório, e, consecutivamente, no aquífero. Com a queda de pressão, a água expande e o volume poroso do aquífero reduz, tornando-se insuficiente para acumular o volume de fluido inicialmente contido. Logo, a água tende a migrar para a zona de óleo, mantendo a pressão elevada, e assegurando o deslocamento do fluido até o poço produtor. Este mecanismo é conhecido como influxo de água.

Figura 3: Mecanismo de Influxo de água.



Fonte: Thomas, 2001.

#### 2.6.4 Drenagem gravitacional

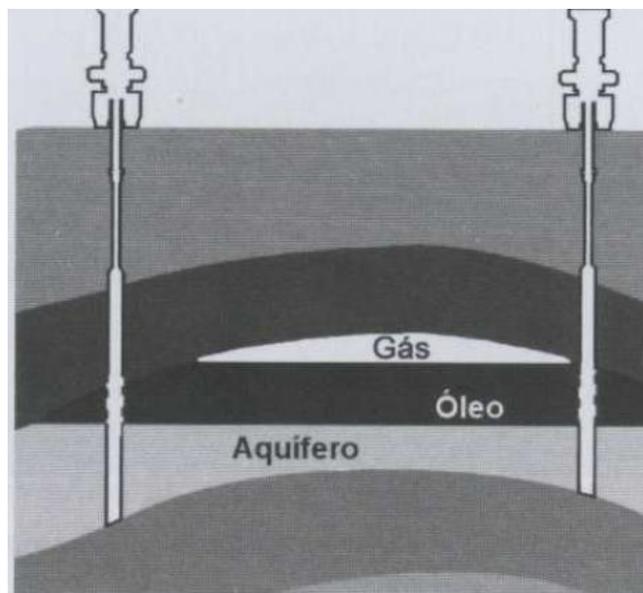
Segundo Curbelo (2006), a drenagem gravitacional é um mecanismo de produção que ocorre nos reservatórios que possuem comunicações verticais. É um processo lento, visto que o gás precisa preencher os espaços ocupados pelo óleo. No entanto, a migração do gás é rápida quando comparada à drenagem do óleo.

Quando as condições da jazida são adequadas, o mecanismo de recuperação por drenagem gravitacional pode ser muito eficiente. Ela pode ser interpretada como um mecanismo de recuperação primária com liberação de gás em solução, com migração para a parte superior do reservatório por contra-corrente ou contra-fluxo.

#### 2.6.5 Mecanismo combinado

A evidência de mecanismo combinado se faz presente quando um reservatório apresenta características de diferentes mecanismos, de modo que não se possa enquadrá-lo em um deles.

Figura 4: Mecanismo combinado.



Fonte: Thomas, 2001.

## 2.7 Métodos convencionais de recuperação

Para Thomas (2001), quando se injeta fluido em um reservatório visando unicamente o deslocamento de óleo para fora dos poros da rocha, ou seja, um processo basicamente mecânico, tem-se um a aplicação de um método convencional de recuperação.

Este mecanismo consiste em injetar água ou submeter o reservatório a um processo não miscível de injeção de gás, sem que haja qualquer interação química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre o fluido e a rocha.

Ao fluido injetado dá-se o nome de fluido deslocante, de cuja função é empurrar o óleo (fluido deslocado) para fora do reservatório, e ir ocupando o espaço vazio por este deixado à medida que vai sendo expulso.

No entanto, nem todo o óleo que se encontra na região invadida pelo fluido deslocante é deslocado. A esta quantidade de óleo que continua no reservatório é atribuído o nome de óleo residual, e é consequência do efeito da capilaridade.

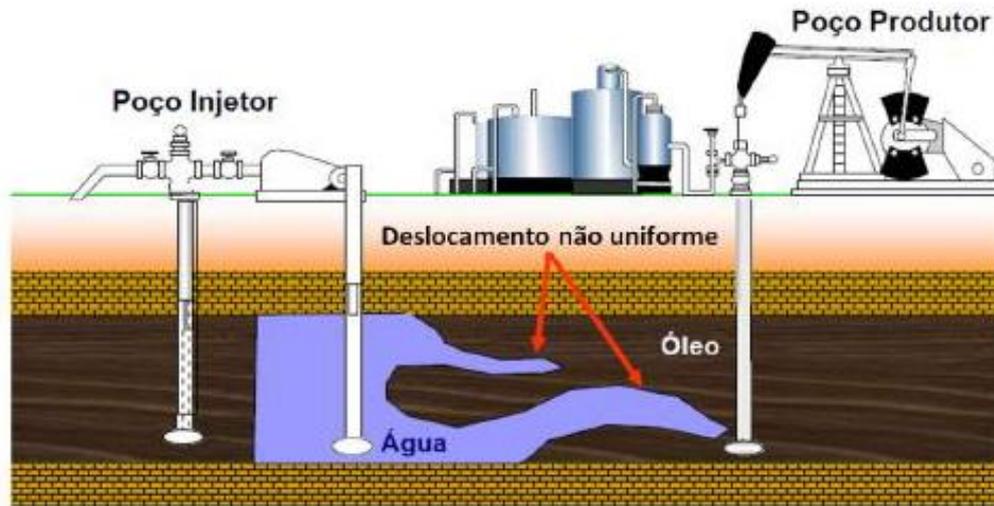
## 2.8 Injeção de Água

A injeção de água é o método mais comum de injeção de fluidos em reservatórios. Sua popularidade se justifica através da sua disponibilidade, relativa facilidade para operação e boa eficiência em deslocar óleo, além de baixo custo (CRAIG, 1993).

Sendo água e óleo imiscíveis em praticamente todas as condições de pressão e temperatura, devido à baixa solubilidade tanto do óleo na água, quanto da água no óleo, a água injetada, além de manter a pressão do reservatório, também é responsável por deslocar o óleo.

Apesar da água injetada no reservatório poder ter quatro origens diferentes, em muitos projetos de injeção a água utilizada é proveniente dos aquíferos, pois essa é similar à água da formação e, é, geralmente, bastante salina não sendo apropriada nem para consumo humano e nem para consumo animal (CURBELO, 2006).

Figura 5: Representação esquemática da injeção de água como método de recuperação de petróleo.



Fonte: Miranda, 2010.

De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), quando se injeta água no reservatório, ocorre um aumento significativo da saturação de água em torno do poço injetor, e a formação de um banco de óleo a frente da água injetada. Entre a zona lavada e o banco de óleo, há uma região com saturação de água em queda brusca, denominada frente de avanço. No momento em que o banco de óleo alcança o poço produtor, é evidenciado um aumento na produção de óleo.

Devido à razão de mobilidade entre óleo e água, o fluido injetado não é hábil a deslocar todo o óleo presente no reservatório. A interface óleo-água é significativamente instável e tende a formar canais de escoamentos preferenciais. Enquanto injetada, a água percorre este caminho preferencial, que é normalmente caracterizado por uma zona de maior permeabilidade ou por ser um percurso mais curto entre o poço injetor e produtor.

Estes caminhos preferenciais são conhecidos como *viscous fingerings*. Quanto maior for a razão de mobilidade óleo/água, maior é a tendência de eles ocorrerem e mais acentuados eles são. Outro fator determinante para a formação de *fingers* é a heterogeneidade do reservatório. Uma rocha heterogênea apresenta zonas mais ou menos permeáveis que acabam “indicando” o caminho que a água deve percorrer. Todavia, já foi mostrado em testes que, em amostras das rochas mais homogêneas, a formação de *fingers* ainda existe (CRAIG, 1993).

Devido a esse efeito, ocorre a redução da eficiência de varrido do método, uma vez que a água percorre caminhos preferenciais, ela não atinge todo o reservatório, não

deslocando todo o óleo. Em outras palavras, a água não alcança o óleo localizado entre dois *fingers*, que permanece no mesmo lugar.

A existência de *fingers* também faz com que a água injetada chegue antecipadamente no poço produtor. O período que compreende da injeção de água até a chegada da frente de avanço no poço produtor é chamado tempo de *breakthrough*.

Diante da possibilidade de o projeto de injeção ser interrompido enquanto há uma produção à alta vazão e, ainda, existindo muito volume de óleo no reservatório (saturação residual de óleo), a melhor saída é a utilização de novas alternativas para aumentar o fator de recuperação do campo.

A saturação de óleo residual é função da molhabilidade, distribuição dos tamanhos dos poros, da heterogeneidade microscópica da rocha e das propriedades do fluido injetado (água). Destes fatores o mais simples de se alterar são as propriedades do fluido injetado. É em busca disso que alguns métodos de recuperação avançada são baseados (WILLHITE, 1986).

## 2.9 Esquemas de injeção

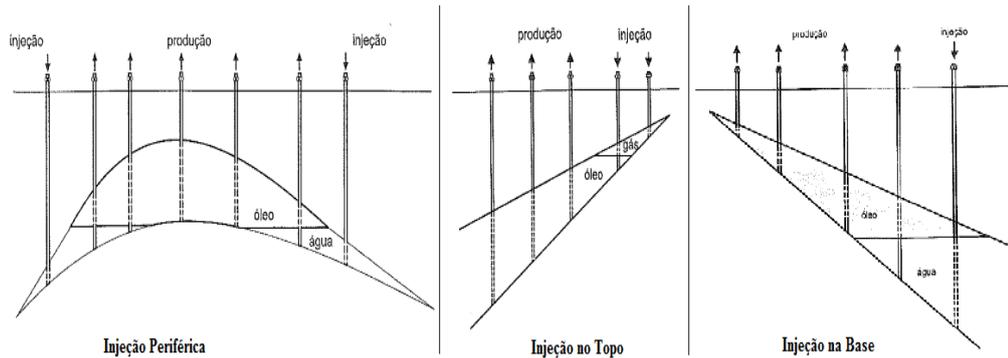
Em um projeto de injeção, a maneira como os poços de injeção e produção são dispostos ao longo do reservatório é de fundamental importância no aumento da recuperação de óleo.

Conforme Rosa, Carvalho e Xavier (2006), a vazão de injeção e produção, a variação de pressão e as características do reservatório, dentre elas a presença de falhas, diferença de permeabilidade, estratificação e barreiras, são fatores avaliados quando da escolha do modelo de injeção, que podem ser divididos em dois grupos: injeção periférica, injeção de topo e injeção na base, e injeção em malhas.

### 2.9.1 Injeção periférica, injeção de topo e injeção na base.

Neste grupo, poços de mesmo tipo, isto é, poços de injeção ou poços de produção se concentram em determinadas áreas do reservatório, de modo que os poços de produção se agrupam na parte central do reservatório (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Figura 6: Injeção periférica, injeção de topo e injeção na base.



Fonte: Rosa; Carvalho; Xavier, 2006.

### 2.9.2 Injeção em malhas

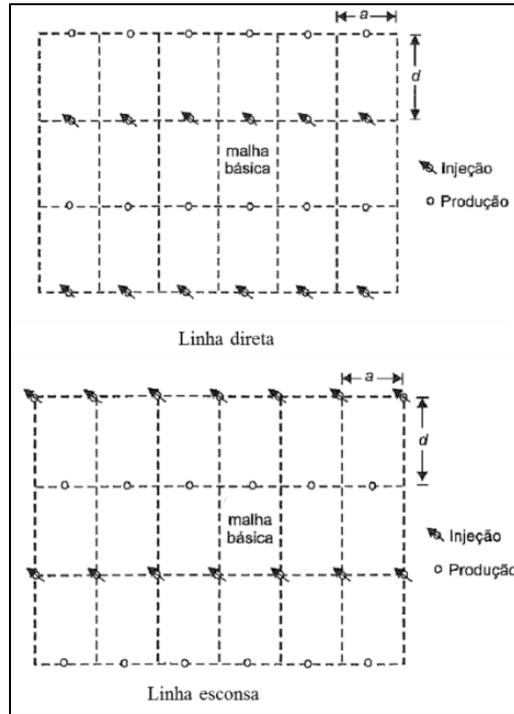
Neste grupo, tanto poços produtores quanto injetores estão uniformemente distribuídos por toda a área do reservatório. Deste modo, injeta-se fluido na própria zona de óleo, variando, assim, a distribuição de saturações e a movimentação natural dos fluidos no interior do reservatório.

Para estes esquemas de injeção, existe um modelo padrão ou malha básica que se repete por todo reservatório.

São empregados em reservatórios com grandes áreas e pequenas inclinações e espessuras (ROSA, 2006).

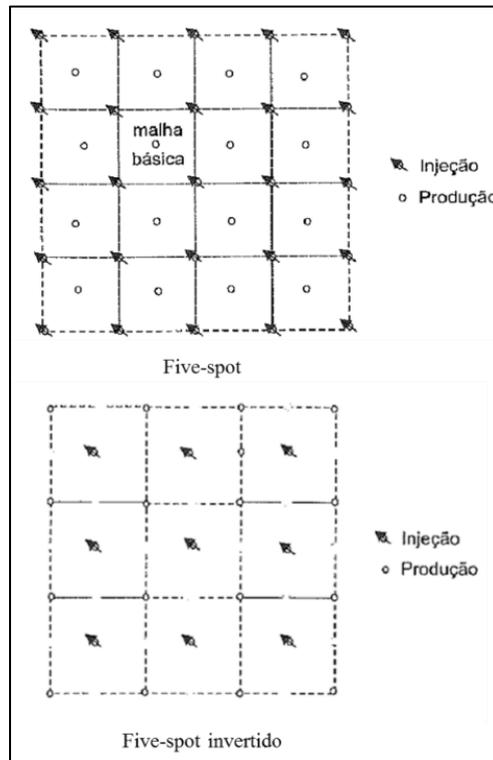
A injeção em malhas pode se dar nas seguintes configurações: linha direta, linha esconsa, *five-spot*, *five-spot* invertido, *seven-spot*, *seven-spot* invertido, *nine-spot*, *nine-spot* invertido.

Figura 7: Linha direta e linha esconsa.



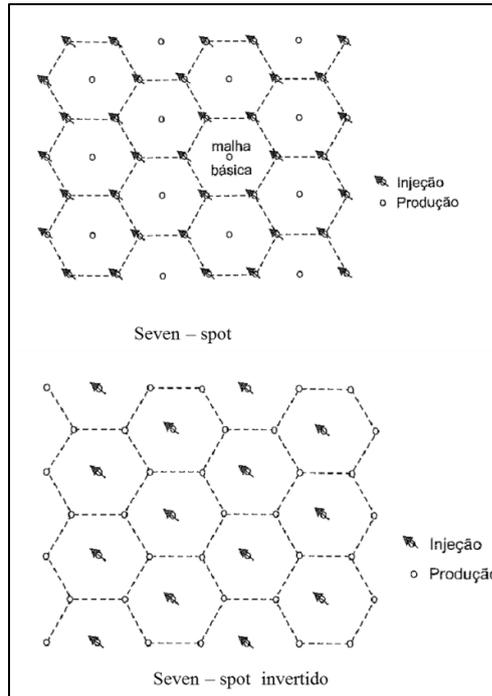
Fonte: Rosa; Carvalho; Xavier, 2006.

Figura 8: Five-spot e five-spot invertido.



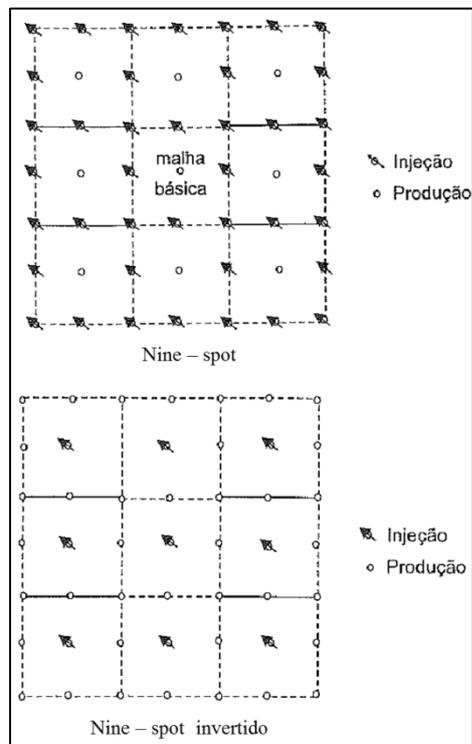
Fonte: Rosa; Carvalho; Xavier, 2006.

Figura 9: Seven-spot e seven-spot invertido.



Fonte: Rosa; Carvalho; Xavier, 2006.

Figura 10: Nine-spot e nine-spot invertido.



Fonte: Rosa; Carvalho; Xavier, 2006.

## 2.10 Simulação numérica de reservatórios

Nessa categoria, estão classificadas as ferramentas numérico-computacionais desenvolvidas para auxiliar nos estudos de reservatórios. Nesses métodos o reservatório é representado de forma mais ampla, considerando-se a distribuição espacial da rocha; do fluido; e das propriedades rocha-fluido. A representação do reservatório é feita por meio de um modelo de fluxo, que o subdivide em células, denominadas malha de simulação. Os procedimentos que o simulador utiliza são semelhantes aos da Equação de Balanço de Materiais, sendo ainda introduzidas informações geológicas e geofísicas, dados de rocha, dados de fluido, propriedades rocha-fluido, etc. (MORSE, 2006).

Através da simulação numérica de reservatórios é possível otimizar a recuperação de petróleo dentro dos limites técnicos e econômicos. Tal otimização se faz possível diante do gerenciamento dos seguintes fatores:

- Produção de água, óleo e gás do reservatório;
- Recuperação de óleo adicional decorrente da aplicação de um método de recuperação secundária ou especial;
- Melhoria do modelo do reservatório através do ajuste de histórico;
- Melhores locações para poços produtores e injetores;
- Otimização da quantidade de energia aplicada pelos métodos de recuperação.

## 2.11 Avaliação econômica

O desempenho da produção do reservatório nas suas condições atuais e futuras é fundamental para o julgamento da viabilidade econômica de um dado projeto de recuperação de petróleo. Deste modo, avaliar o histórico de desempenho de um reservatório, bem como o sua desenvoltura na atualidade e sua previsão futura de comportamento é essencial para que se faça o seu gerenciamento. Isso se justifica pela preocupação com a quantidade produzida e com o preço do óleo que apresenta constante oscilação, devido a fatores técnicos, econômicos e políticos, que interferem em sua oferta e demanda.

## 2.12 Valor presente líquido (VPL)

Para Hirschfeld (2000), o valor presente líquido é uma função definida como o somatório dos valores presentes dos fluxos estimados de uma aplicação, calculados a partir de uma taxa dada e de seu período de duração, como mostra a equação a seguir:

$$\text{VPL} = \sum_0^n \text{FC}_n (1 + i)^{-t} \quad (\text{Equação II})$$

Onde:

$n$  = número de períodos envolvidos;

$\text{FC}_n$  = cada um dos diversos valores futuros envolvidos no fluxo de caixa;

$i$  = taxa mínima de atratividade, também chamada de taxa de equivalência, ou ainda, neste caso de taxa de desconto.

Os fluxos estimados podem ser positivos ou negativos, de acordo com as entradas ou saídas de caixa. Já a taxa fornecida à função representa o quanto se espera de rendimento para o projeto.

Sendo o VPL calculado um valor negativo, o retorno do projeto será menor que o investimento inicial, o que sugere que ele seja reprovado. Caso ele seja positivo, o valor obtido no projeto pagará o investimento inicial, o que o tornará viável.

### 2.12.1 VPL de um projeto de injeção de água

As empresas do setor petrolífero enfrentam, na atualidade, um clima de competição acirrada em decorrência da volatilidade dos preços do óleo, das margens estreitas de rentabilidade e das restrições ambientais. Nesse cenário, as empresas devem dispor de ferramentas adequadas para balancear as relações entre custo e benefício dos fatores econômicos, ambientais e tecnológicos, que são elementos chaves no processo decisório de investimentos (RODRIGUES, 2012).

### 2.12.1.1 Receitas (R)

O cálculo das receitas é realizado com base no volume de óleo produzido durante o período analisado e o preço referente a uma dada quantidade de petróleo, como por exemplo, US\$/bbl, R\$/m<sup>3</sup>, US\$/gal. Pode-se sintetizar tais informações na equação III.

$$R = V_{\text{prod}} * \text{preço}_{\text{óleo}} \quad (\text{Equação III})$$

Onde:

$V_{\text{prod}}$  = volume de óleo produzido durante o período (m<sup>3</sup> std);

$\text{preço}_{\text{óleo}}$  = valor comercial referente ao óleo produzido (US\$/m<sup>3</sup> std).

### 2.12.1.2 Custo de perfuração e completação dos poços

Para se calcular o valor referente à perfuração e completação dos poços, tanto injetores quanto produtores, utiliza-se a equação:

$$C_{\text{poços}} = n_{\text{poço}} * \text{preço}_{\text{poço}} \quad (\text{Equação IV})$$

Sendo:

$n_{\text{poço}}$  = Número de poços utilizados;

$\text{preço}_{\text{poço}}$  = Valor gasto para perfuração e completação de um poço (US\$/ poço).

### 2.12.1.3 Custo da água injetada

O cálculo do custo da água injetada é feito através da seguinte equação:

$$C_{\text{água inj}} = V_{\text{água inj}} * \text{preço}_{\text{água inj}} \quad (\text{Equação V})$$

Onde:

$V_{\text{água inj}}$  = volume de água injetada durante o período (m<sup>3</sup> std);

$\text{preço}_{\text{água inj}}$  = valor comercial referente à água injetada (US\$/m<sup>3</sup> std).

#### 2.12.1.4 Custo de tratamento do óleo produzido

Para calcular o custo do tratamento do óleo produzido faz-se:

$$C_{\text{trat. óleo}} = V_{\text{prod}} * \text{preço}_{\text{trat. óleo}} \quad (\text{Equação VI})$$

Onde:

$V_{\text{prod}}$  = volume de óleo produzido durante o período (m<sup>3</sup> std);

$\text{preço}_{\text{trat. óleo}}$  = valor gasto para tratar o óleo produzido (US\$/m<sup>3</sup> std).

#### 2.12.1.5 Custo de tratamento da água produzida

No cálculo do custo do tratamento da água produzida tem-se:

$$C_{\text{trat. água}} = V_{\text{água prod}} * \text{preço}_{\text{trat. água}} \quad (\text{Equação VII})$$

Onde:

$V_{\text{água prod}}$  = volume de água produzida durante o período (m<sup>3</sup> std);

$\text{preço}_{\text{trat. água}}$  = valor gasto para tratar o óleo produzido (US\$/m<sup>3</sup> std).

### 2.13 CAPEX (*Capital Expenditures*) e OPEX (*Operation Expenditures*)

O CAPEX representa os investimentos realizados durante a fase de desenvolvimento do campo, incluindo os custos em perfuração de poços, instalações de superfície e vias de escoamento da produção. A OPEX engloba os custos incorridos para manter a produção, tais como custos de manutenção e tratamento do óleo e gás natural produzido. Esse custo se estende por toda a fase de produção (CAMPOS *et al.*, 2008).

## 2.14 Taxa interna de retorno (TIR)

Conforme WHITE, CASE e PRATT (2012), a taxa interna de retorno é definida como uma fração percentual que representa o ganho recebido em devolução, comparado ao valor investido.

Quando analisado matematicamente, a TIR representa o valor da taxa que torna o valor presente líquido do fluxo de caixa nulo.

Partindo da equação II:

$$VPL = \sum_0^n F_n(1 + i)^{-t}$$

Tornando o valor de VPL nulo:

$$\sum_0^n F_n(1 + i^*)^{-t} = 0 \quad (\text{Equação VIII})$$

Onde:

$n$  = número de períodos envolvidos;

$F_n$  = cada um dos diversos valores futuros envolvidos no fluxo de caixa;

$i^*$  = taxa interna de retorno (TIR).

Através do cálculo da TIR, um projeto é considerado viável quando o valor encontrado para  $i^*$  é superior à taxa mínima de atratividade, que é previamente estabelecida.

## 2.15 Payback

Conforme White, Case e Pratt (2012), *payback* é um termo inglês definido como o período compreendido entre o início do investimento e o momento em que o lucro líquido acumulado equivale ao valor investido.

Este valor pode ser simples e nominal.

*Payback* simples: consiste na soma dos fluxos de caixas referentes ao período inteiros (ano a ano, mês a mês, dia a dia). Neste caso, o *payback* será o período de tempo, em número inteiro, em que a soma acumulada é maior ou igual a zero.

*Payback* descontado: assim como o *payback* simples, neste caso também há a soma dos fluxos de caixa. No entanto, o valor de *payback* será não o valor inteiro do período que ocorre um valor maior que zero para a soma acumulada, e sim o valor imediato, ou fracionado, deste período.

## 2.16 Índice de lucratividade líquida (ILL)

De acordo com HIRSCHFELD (2000), o índice de lucratividade líquida é definido como a razão entre as entradas líquidas do projeto e o valor inicialmente investido (Equação IX). De modo que um dado projeto se torna viável quando o valor de ILL é maior que um.

$$ILL = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}}{I_0} \quad (\text{Equação IX})$$

Sendo:

$FC_t$  : valor de fluxo de caixa num dado tempo  $t$ ;

$i$ : taxa mínima de atratividade, também chamada de taxa de equivalência, ou ainda, neste caso de taxa de desconto;

$t$ : período de tempo;

$n$ : número de períodos envolvidos;

$I_0$ : investimento inicial.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo é direcionado às ferramentas computacionais utilizadas, ao modelo físico do reservatório, bem como às suas propriedades, além de à modelagem dos fluidos e às suas propriedades, às condições operacionais, e à metodologia de trabalho.

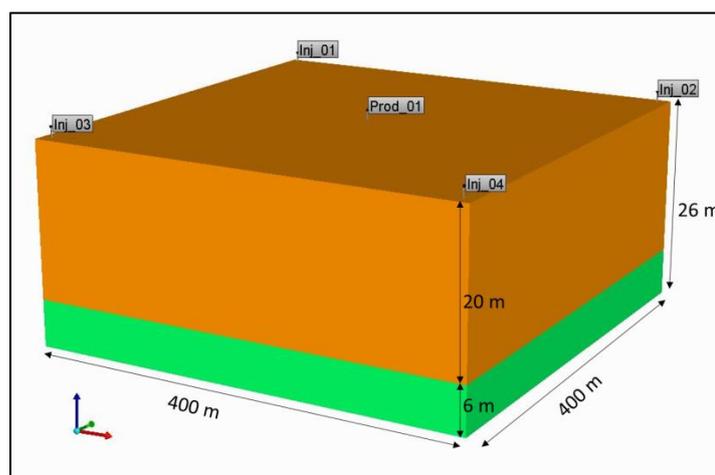
#### 3.1 Ferramentas computacionais

Para a realização deste trabalho, foram utilizados os seguintes módulos desenvolvidos pela CMG (*Computer Modelling Group*): *BUILDER*, *STARS* e *RESULTS* (3D e *Graph*) que são utilizados para simular o fluxo dos reservatórios.

#### 3.2 Modelo físico do reservatório

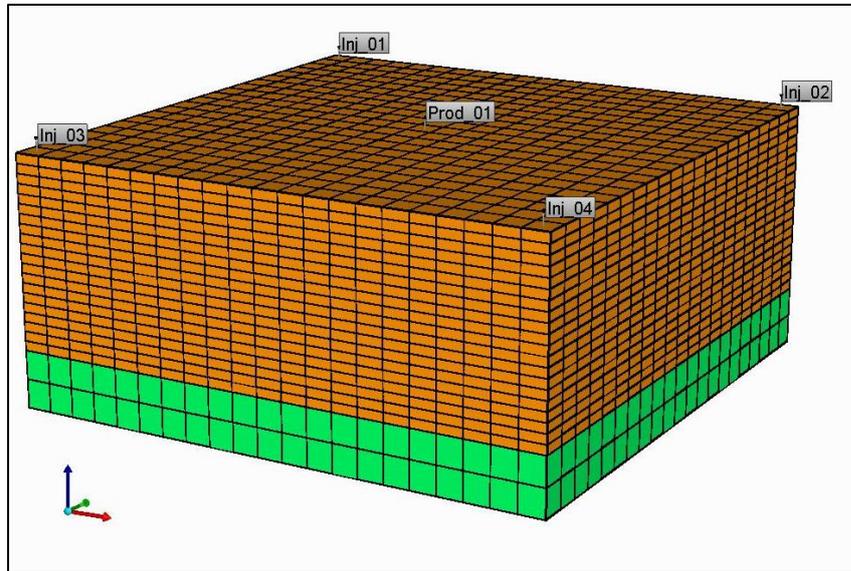
O modelo utilizado, baseado no trabalho de Silva (2014), foi de um reservatório homogêneo, semissintético com características do Nordeste Brasileiro. Suas dimensões areal são de 400 metros x 400 metros e vertical de 26 metros (Figura 11).

Figura 11: Dimensionamento do reservatório.



O modelo físico foi discretizado em um total de 9702 blocos, com maior refinamento na região da zona de óleo, uma vez que esta era o principal objeto deste estudo, como mostra a figura 12.

Figura 12: Reservatório discretizado em 9702 blocos.



Como parte do objetivo de estudo, foram utilizados oito modelos de injeção: linha direta, linha esconsa, *five-spot*, *five-spot* invertido, *seven-spot*, *seven-spot* invertido, *nine-spot*, *nine-spot* invertido.

Figura 13: Modelos de injeção linha direta, linha esconsa, five-spot, five-spot invertido.

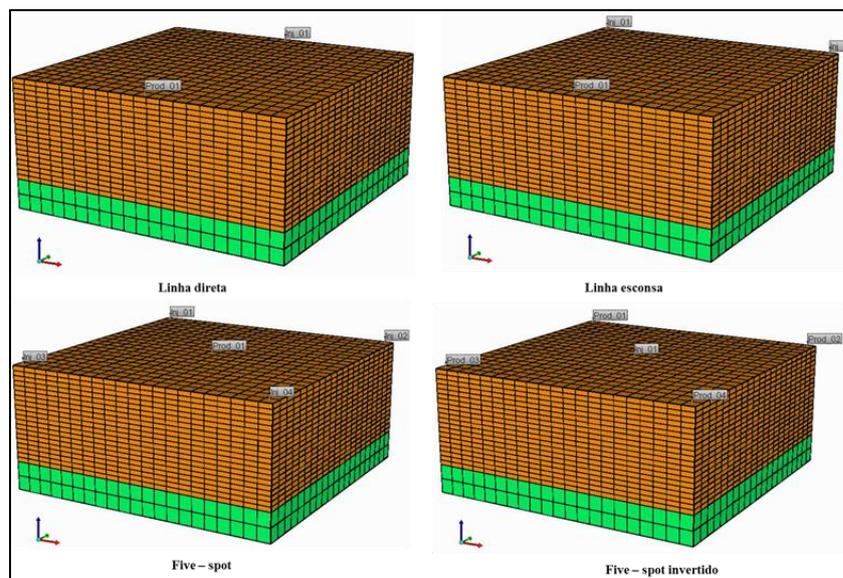
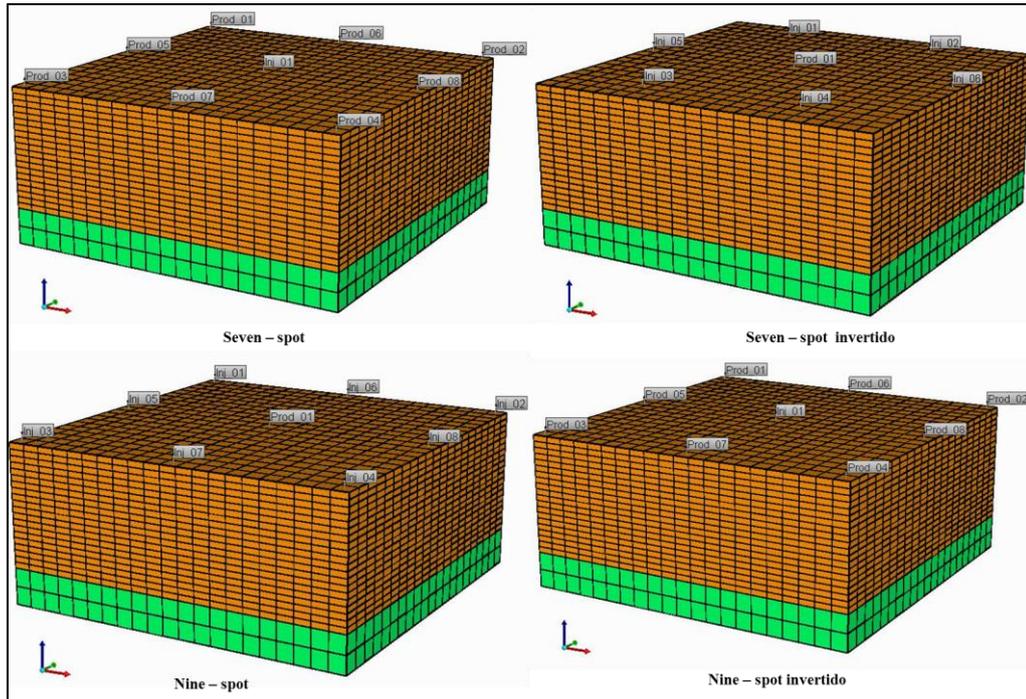


Figura 14: Modelos de injeção seven-spot, seven-spot invertido, nine-spot, nine-spot invertido.



### 3.2.1 Propriedades da rocha

As propriedades da rocha reservatório utilizada neste estudo foram baseadas em características de rochas encontradas no nordeste brasileiro e são mostradas na tabela 2.

Tabela 2: Propriedades da rocha reservatório.

Temperatura (°C)	50
Permeabilidade (md)	400
Porosidade (%)	23
Profundidade (m)	687
Pressão de referência (psi)	28,5
Zona de óleo (m)	20
Zona de água (m)	6
Volume de óleo <i>in place</i> (m <sup>3</sup> std)	32346,31
Viscosidade do óleo (cP @ 50°C)	17
Saturação inicial do óleo	0,80
Compressibilidade da formação (1/psi)	$30 \times 10^{-5}$

Condutividade térmica da rocha Btu/(m*dia*°F)	78,74
Condutividade térmica da água Btu/(m*dia*°F)	28,54
Condutividade térmica do óleo Btu/(m*dia*°F)	5,91
Condutividade térmica do gás Btu/(m*dia*°F)	1,97

### 3.2.2 Permeabilidades relativas

As curvas de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo e para o sistema gás-líquido estão apresentadas, respectivamente, nas figuras 16 e 17.

Figura 15: Curvas de permeabilidade para o sistema água – óleo.

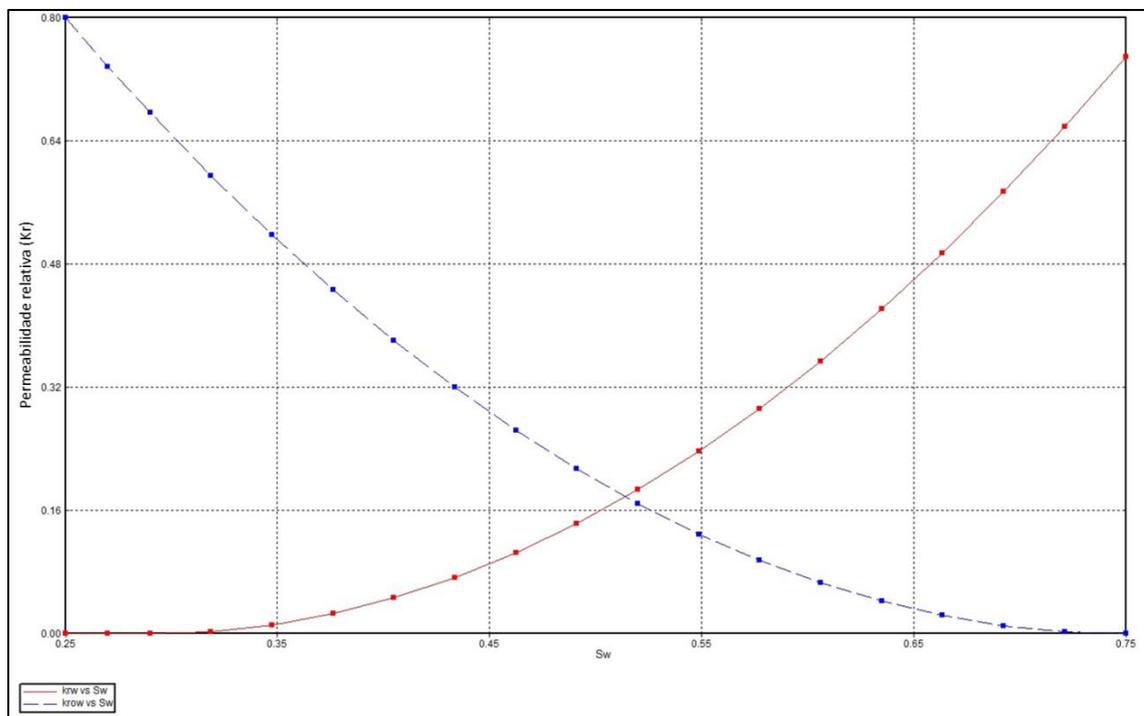
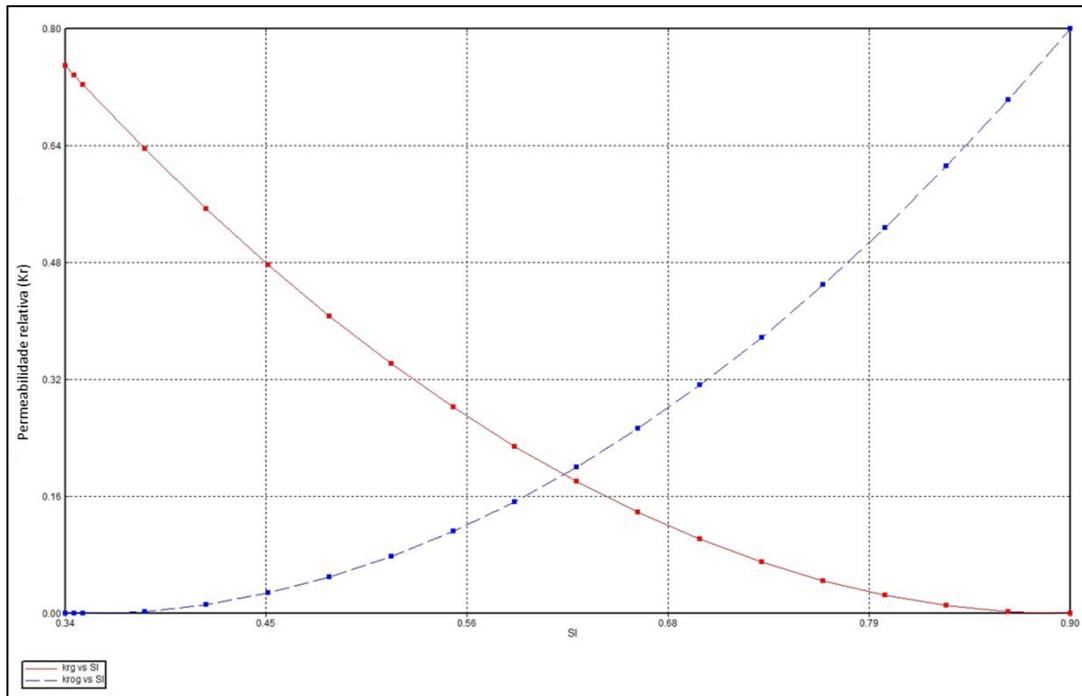


Figura 16: Curvas de permeabilidade para o sistema gás-líquido.



### 3.3 Condições operacionais dos poços

Apesar das variações dos modelos de malha de injeção, para todas as condições foram mantidas as seguintes características:

Tabela 3: Condições operacionais dos poços.

Pressão de fundo de poço máxima, injetor (psi)	1004,5
Pressão de fundo de poço mínima, produtor (psi)	28,5
Vazão máxima de líquido produzido (m <sup>3</sup> std/dia)	200
Tempo de projeto (anos)	20

Além das condições fixas, a vazão de injeção variou entre 50, 75, 100, 125, 150, 200, 250 e 300 m<sup>3</sup> std/dia.

Quando injetado à 250 e 300 m<sup>3</sup> std/dia, foi observado que a vazão de injeção não se mantinha no seu valor original, e sim, caía para 200 m<sup>3</sup> std/dia. Isto é justificado pelo fato de, quando usados aqueles valores, estar alcançando o valor máximo de pressão de fundo do poço injetor. Logo, para evitar danos operacionais e ao reservatório, a vazão é automaticamente reduzida.

### 3.4 Modelagem dos fluidos

O modelo de fluido utilizado baseou-se no trabalho desenvolvido por Silva (2014), o composicional, no qual foram analisadas, além da pressão e temperatura do reservatório, as composições das variadas fases presentes no meio poroso, ou seja, o óleo não apresentava um único componente.

As características do óleo empregado são semelhantes às condições encontradas no Nordeste brasileiro. A sua viscosidade equivale a 17 cP (medido à 50°C), seu grau API é 28,66, e sua pressão de saturação 56,18 psi.

As frações molares de todos os componentes podem ser encontradas na tabela 4

Tabela 4: Composição dos fluidos do reservatório.

Componentes	Fração molar
N <sub>2</sub>	0,0006
C <sub>1</sub>	0,0009
C <sub>2</sub>	0,0009
C <sub>4</sub>	0,0019
IC <sub>4</sub>	0,0046
NC <sub>4</sub>	0,013
IC <sub>5</sub>	0,0235
NC <sub>5</sub>	0,0316
C <sub>6</sub>	0,0853
C <sub>7</sub>	0,0853
C <sub>8</sub>	0,01417
C <sub>9</sub>	0,0957
C <sub>10</sub>	0,0795
C <sub>11</sub>	0,0560
C <sub>12+</sub>	0,4007

Para facilitar nas simulações, os quinze componentes foram agrupados em seis grupos, como é mostrado na Tabela 5.

Tabela 5: Grupos e frações molares dos pseudocomponentes.

Componentes	Fração molar
$N_2$	0,00073119548
$C_4 - C_3$	0,0045090387
$I C_4 - N C_5$	0,088596521
$C_6 - C_9$	0,34033493
$C_{10} - C_{11}$	0,16512831
$C_{12+}$	0,4007

### 3.5 Valores utilizados na análise econômica do projeto de injeção

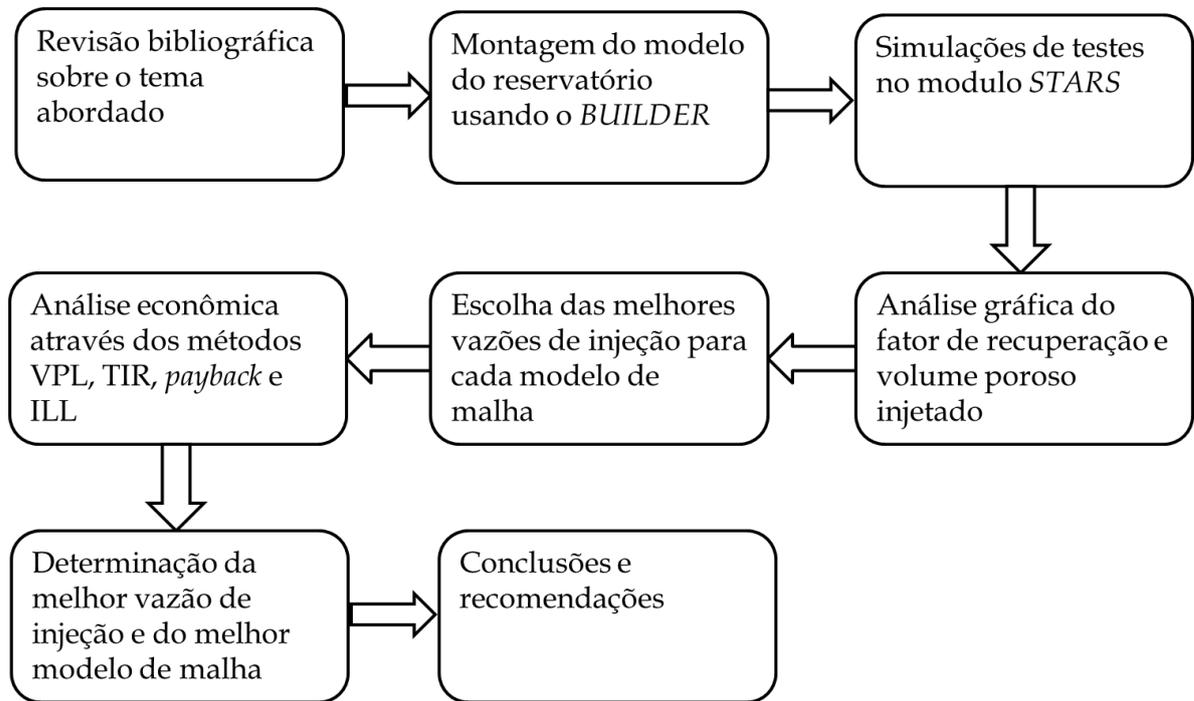
Para a análise econômica que determina qual é o modelo de injeção e a quantidade de fluido injetada que traz maior rentabilidade, foram utilizados os seguintes valores:

Tabela 6: Valores utilizados na análise econômica

Dados	US\$
Custo de Perfuração e Completação dos Poços Verticais onshore (US\$/Poço)	400000,00
Custo de Óleo Produzido e Elevação (US\$/m <sup>3</sup> )	37,68
Custo da água injetada	3,00
Custo de separação, tratamento e descarte da água produzida (US\$/m <sup>3</sup> )	3,00
Valor do Óleo (US\$/m <sup>3</sup> )	314,49
TMA (% a.a.)	15
Tempo de projeto (anos)	20

Fonte: Rodrigues, 2012.

### 3.6 Metodologia de trabalho



## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos com as simulações realizadas, bem como as análises feitas a respeito do reservatório, da produção mediante a injeção de água, e valores econômicos relacionados à variação de modelo de injeção e da vazão injetada, durante o período de vinte anos em que esteve em produção.

### **4.1 Análise do método de injeção de água**

Quando se utiliza o método de injeção de água, objetiva-se o aumento da recuperação de óleo do reservatório, e acelerar a produção. Deste modo, quando o fator de recuperação de óleo referente ao uso da injeção for significativamente superior aos valores alcançados durante a recuperação primária, pode-se dizer que houve sucesso na injeção.

Como é mostrado nas figuras a seguir (Figuras 17 – 24), que representam as curvas de fator de recuperação de óleo ao longo dos anos, para todos os modelos de injeção, com as seis vazões de injeção de água testadas, houve aumento na recuperação, quando comparada à recuperação primária, ou seja, sem a utilização de nenhum método de injeção.

Para o modelo de linha direta (figura 17), o aumento de FR partiu de um valor máximo de 15% para uma variação entre 20 e 30%, conforme a vazão injetada. Já para o modelo linha esconsa (figura 18), os números de FR partiram de 13% para a variação entre 21 e 28%.

Figura 17: Fator de recuperação x Tempo para modelo linha direta.

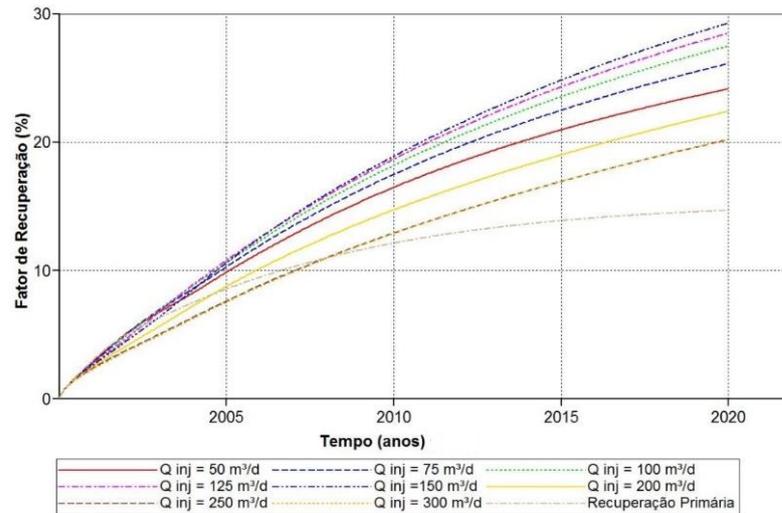
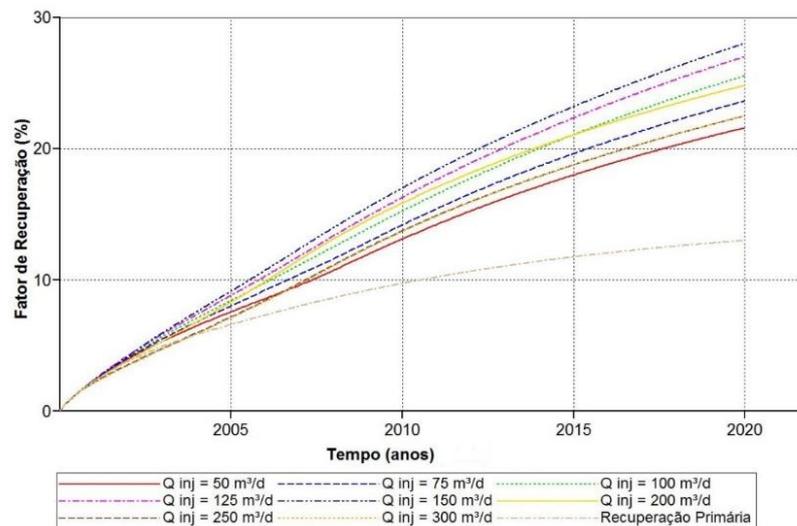


Figura 18: Fator de recuperação x Tempo para modelo linha esconsa.



No caso do modelo *five-spot* (figura 19), o fator de recuperação saiu de um valor máximo de aproximadamente 13% para valores entre 22 e 30%, dependendo da vazão de injeção. Já na malha *five-spot* invertido (figura 20), a recuperação saltou de 16% (recuperação primária) para números entre 30 e 41%, também influenciado pela vazão injetada.

Figura 19: Fator de recuperação x Tempo para modelo five-spot.

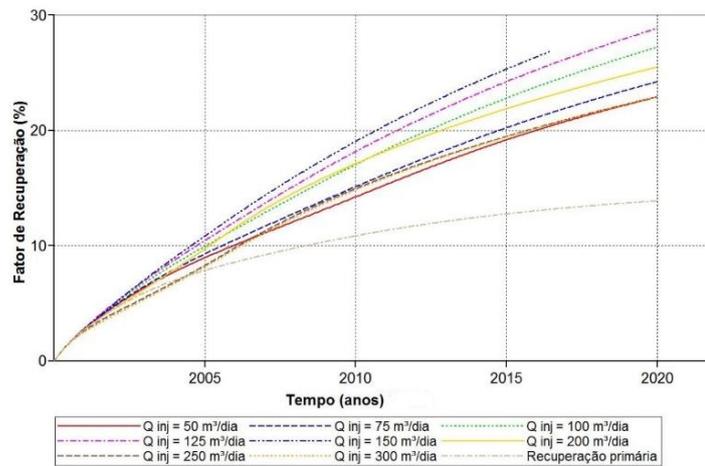
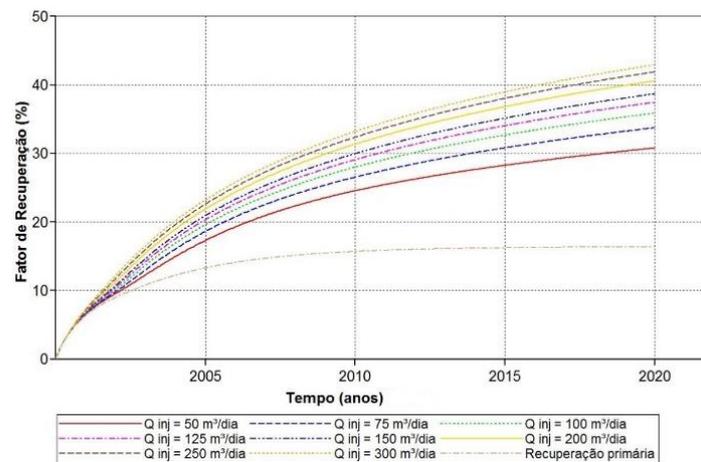


Figura 20: Fator de recuperação x Tempo para modelo five-spot invertido.



Mediante a utilização do modelo *seven-spot* (figura 21), os resultados do FR, que na recuperação primária não ultrapassavam 15%, alcançaram valores entre 18 e 26%. No caso do *seven-spot* invertido (figura 22), o sucesso da injeção de água também foi comprovado, aumentando o fator de recuperação de 20% para valores entre 34 e 46%.

Figura 21: Fator de recuperação x Tempo para modelo seven-spot.

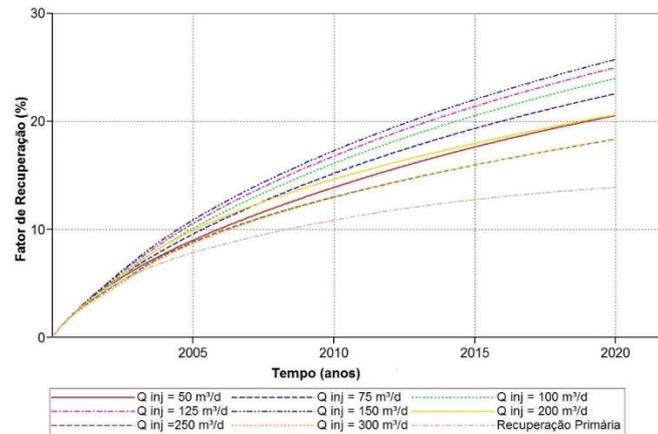
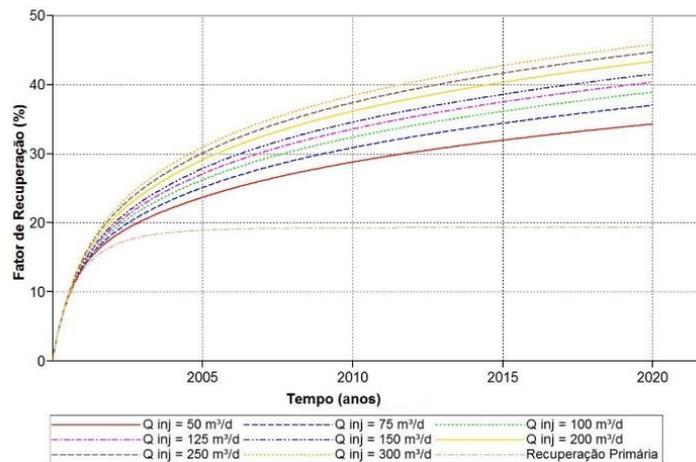


Figura 22: Fator de recuperação x Tempo para modelo seven-spot invertido.



Com o modelo de malha *nine-spot* (figura 23), houve aumento do fator de recuperação de 13% durante a recuperação primária para números entre 20 e 30%. Já no caso da injeção com o modelo *nine-spot* invertido (figura 24), a recuperação que inicialmente só atingia 18%, conseguiu variar entre 33 e 48%.

Figura 23: Fator de recuperação x Tempo para modelo nine-spot.

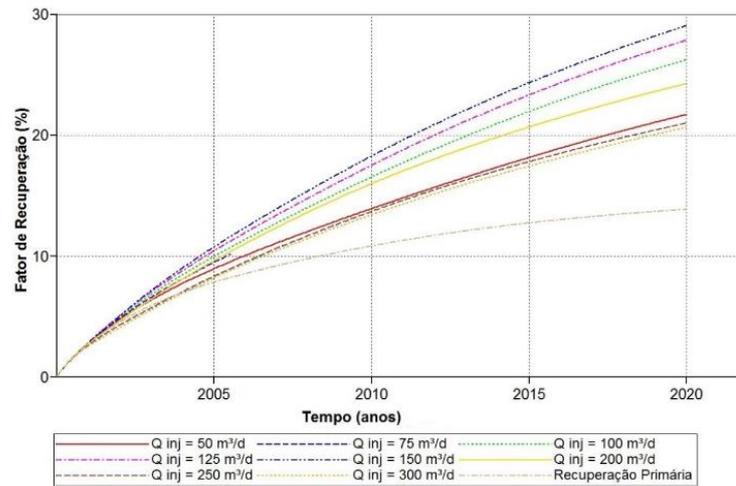
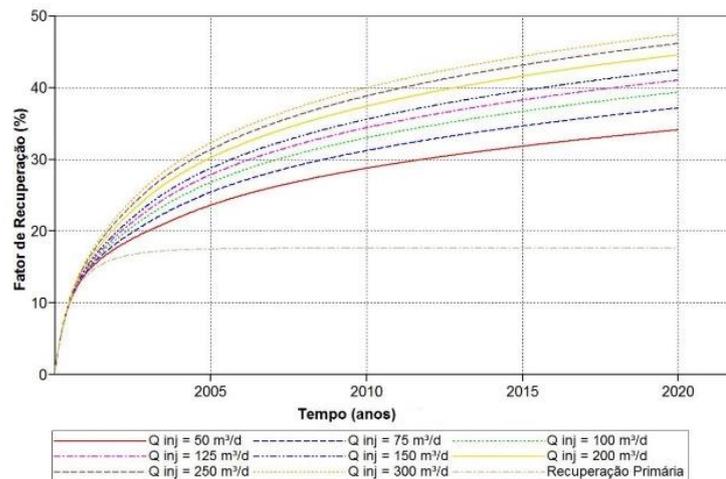


Figura 24: Fator de recuperação x Tempo para modelo nine-spot invertido



#### 4.2 Análise do fator de recuperação *versus* volume poroso injetado

A partir dos resultados obtidos com as simulações numéricas feitas, mediante a variação do modelo de injeção e da quantidade de fluido injetado, foi possível fazer uma análise criteriosa com base no quanto foi recuperado em comparação ao quanto de volume poroso foi injetado.

Essas análises deram origem às curvas FR x VPI (Figuras 25 e 26). Na figura 25, encontram-se os resultados referentes de fator de recuperação e volume poroso injetado para

os modelos linha direta, linha esconsa, *five-spot*, *five-spot* invertido. Já na figura 26, estão estes mesmo resultados para os modelos *seven-spot*, *seven-spot* invertido, *nine-spot*, *nine-spot* invertido. Com estes resultados, foi possível determinar as vazões de injeção que obtiveram maior recuperação para cada um dos oito modelos de injeção, das quais será feita uma análise econômica comparativa, juntamente das condições impostas para a recuperação primária.

Figura 25: Curvas FR x VPI para os modelos linha direta, linha esconsa, five-spot, five-spot invertido.

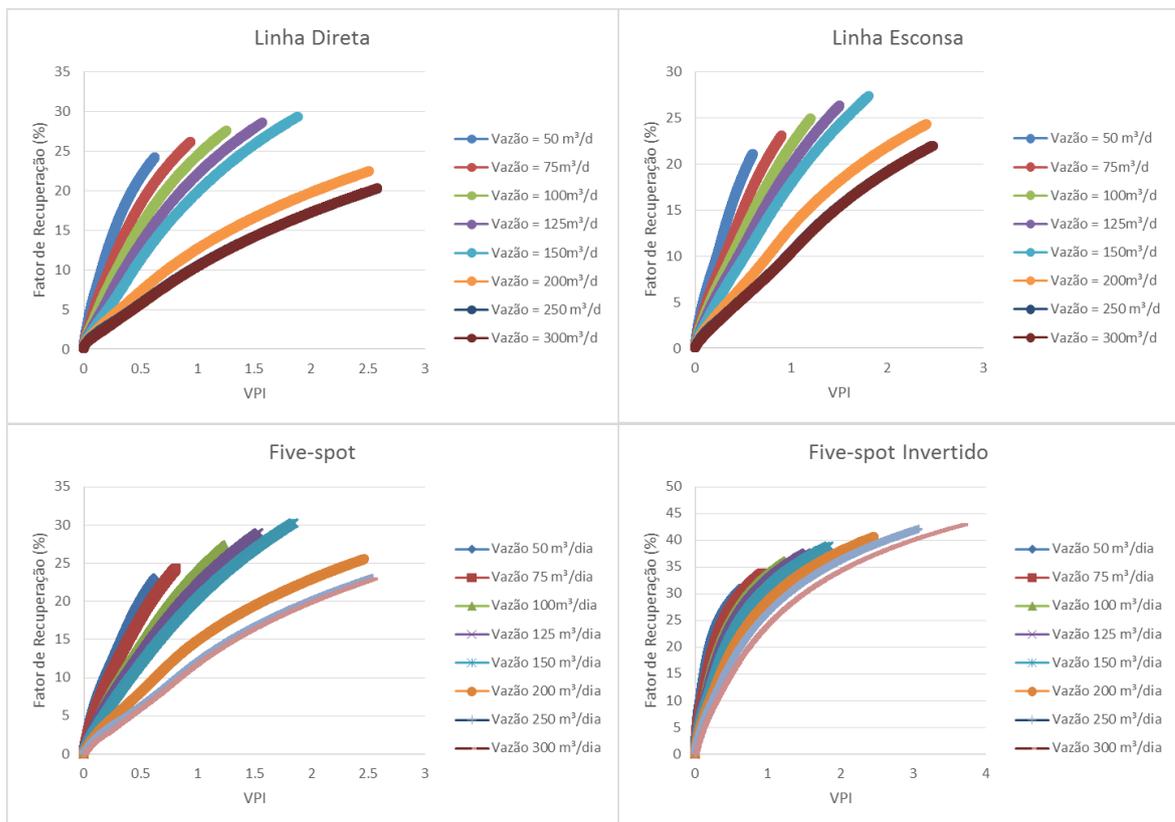
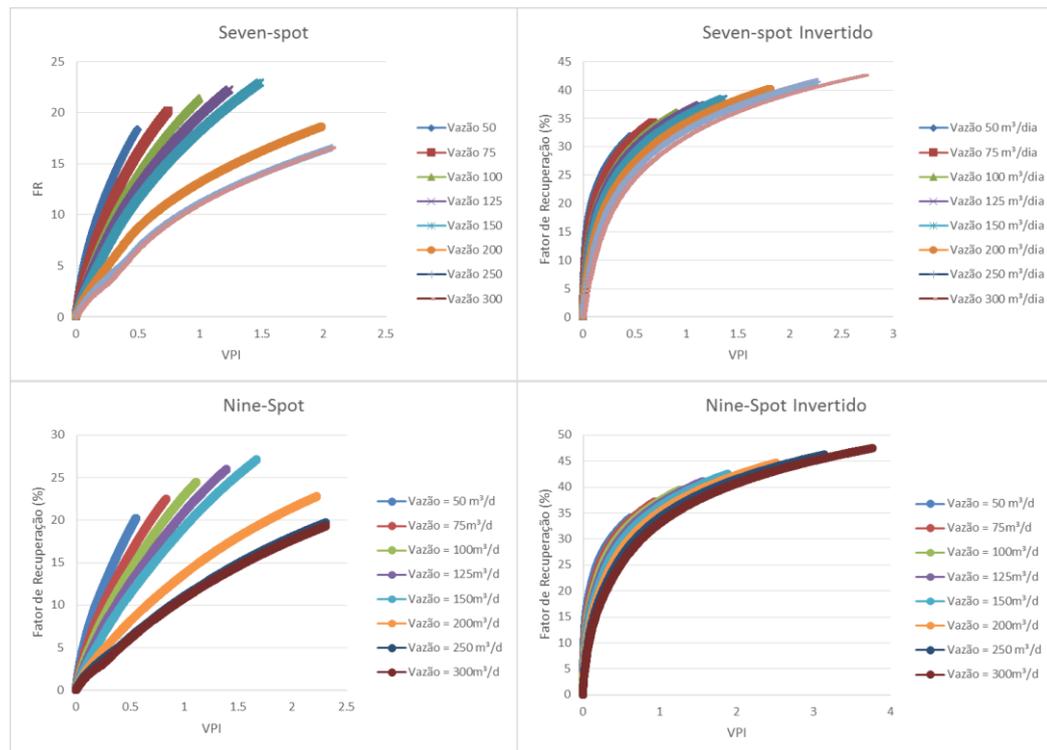


Figura 26: Curvas FR x VPI para os modelos seven-spot, seven-spot invertido, nine-spot, nine-spot invertido.



De acordo com os resultados apresentados nas figuras 25 e 26, as vazões escolhidas para a análise econômica do projeto de injeção estão evidenciadas na tabela 7. A escolha das três melhores vazões de injeção para cada um dos modelos de injeção se deu em detrimento ao bom desempenho na recuperação de óleo e da quantidade volume poroso injetado.

Tabela 7: Vazões escolhidas para análise econômica em cada modelo de injeção.

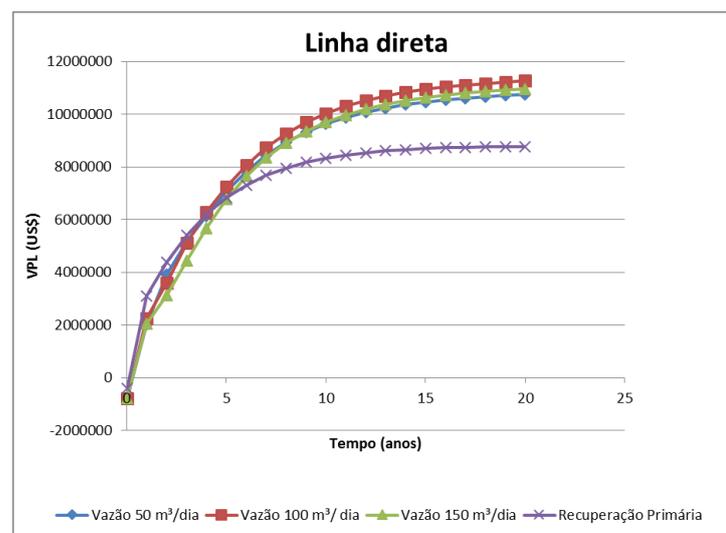
Modelo de injeção	Vazões escolhidas (m <sup>3</sup> std/dia)
<i>Five - spot</i>	50, 100, 150
<i>Five - spot invertido</i>	100, 150, 200
<i>Seven - spot</i>	50, 100, 150
<i>Seven - spot invertido</i>	100, 150, 200
<i>Nine-spot</i>	50, 100, 150
<i>Nine-spot invertido</i>	100, 150, 200
Linha direta	50, 100, 150
Linha esconsa	50, 100, 150

### 4.3 Análise do valor presente líquido (VPL)

Tendo feita a seleção das melhores vazões de injeção (Tabela 7), foi calculado o valor presente líquido (VPL) para cada uma delas e para a condição de recuperação primária em cada um dos modelos de malha ao longo dos vinte anos de vigência do projeto. De posse desses resultados, foram traçadas as curvas VPL x tempo.

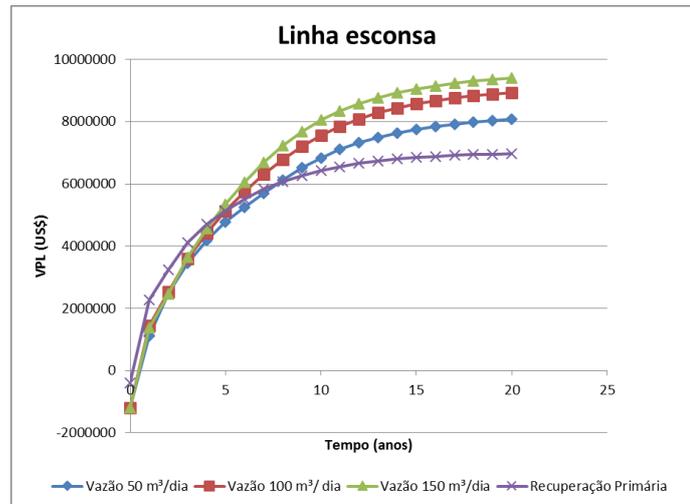
A figura 27 apresenta os resultados obtidos no cálculo do VPL para as vazões de injeção de 50, 100 e 150 m<sup>3</sup> std/dia, além da curva para a recuperação primária. Conforme essa figura, fica claro que as quatro curvas tiveram comportamento semelhantes, no entanto as curvas referentes ao uso de injeção alcançaram valores maiores de VPL. Deste modo, pelo cálculo do VPL, a vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup> std/dia é a que proporciona maior lucratividade (US\$ 11.262.085,61) quando utilizada o modelo de malha linha direta.

Figura 27: Curva VPL para modelo linha direta.



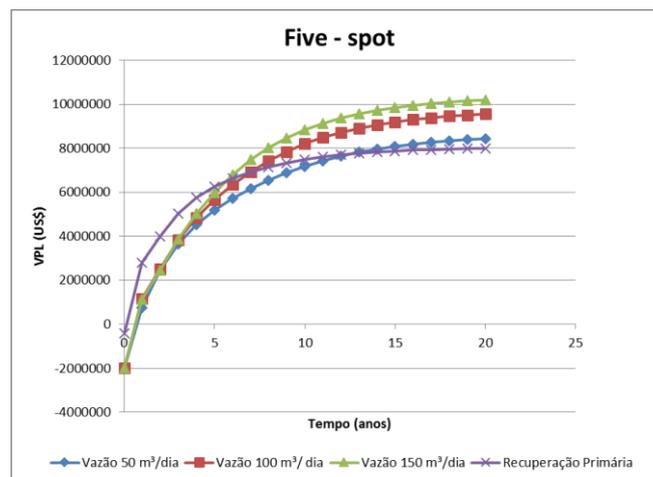
Semelhante ao que apresentou a figura 27, a figura 28 também apresenta os resultados referentes ao cálculo do VPL, só que para o modelo linha esconsa. Neste caso também houve proximidade nos valores obtidos e no comportamento das curvas. No entanto, a curva referente à vazão de injeção de 150 m<sup>3</sup> std/dia foi a que teve maior retorno (US\$ 9.395.911,21), o que comprava que esta vazão é o mais rentável para o modelo de malha linha esconsa, diante do comparativo proporcionado pelo método do valor presente líquido.

Figura 28: Curva VPL para modelo linha esconsa.



No caso do modelo de injeção *five-spot*, como mostra a figura 29 abaixo, o comportamento das curvas de VPL foi diferente dos casos anteriores. Durante os cinco primeiros anos do projeto, a recuperação primária foi mais rentável que as três possibilidades de injeção analisadas. Isto se justifica pelos altos custos referentes ao uso do fluido injetado, em contrapartida a pouca variação nos valores de produção durante este período. Após o ano 5, passou a valer a pena a injeção de água, culminando no melhor desempenho, para esse modelo de injeção, da vazão de 150 m<sup>3</sup> std/dia, que atingiu maiores valores de VPL (US\$ 10.197.992,78).

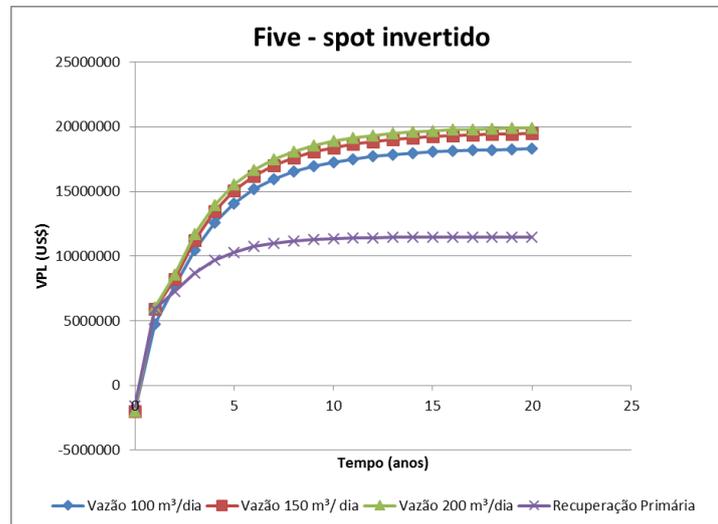
Figura 29: Curva VPL para modelo five – spot.



Como evidencia a figura 30, que analisa o VPL para as vazões de injeção de 100, 150 e 200 m<sup>3</sup> std/dia, e para a recuperação primária, as curvas das duas maiores vazões de injeção

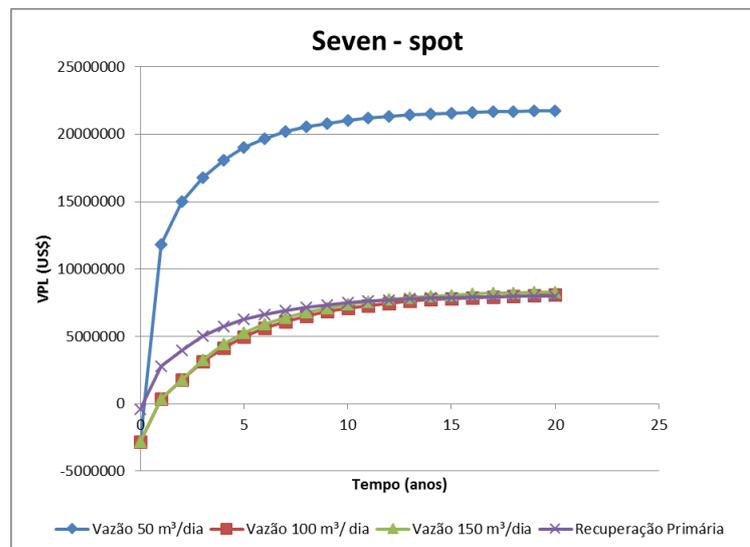
foram as que apresentaram maiores retornos. No entanto, apesar da pequena variação, ao injetar 200 m<sup>3</sup> std/dia no modelo *five – spot* invertido tem-se maior rentabilidade (US\$ 19.910.632).

Figura 30: Curva VPL para modelo *five – spot* invertido.



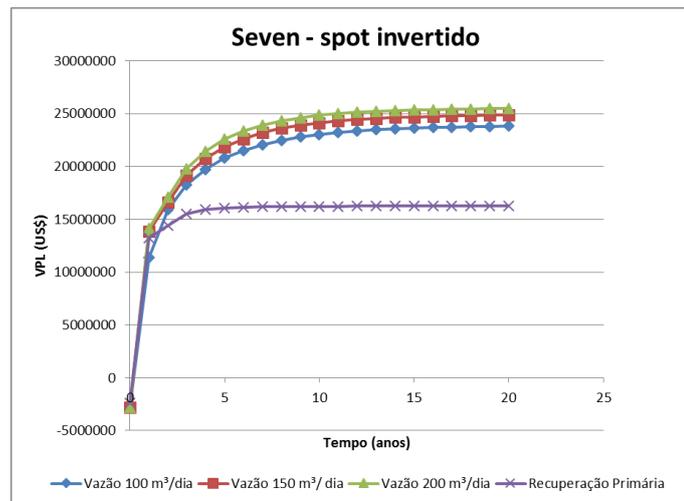
Na situação em que o modelo de malha utilizado foi o *seven – spot*, pode-se perceber um comportamento particular, quando comparado aos outros modelos. A partir da figura 31, é notório que à vazão de injeção de 50 m<sup>3</sup> std/dia, quando comparadas às outras três condições analisadas, os valores de VPL são superiores, atingindo um valor máximo de US\$ 21.750.867,49.

Figura 31: Curva VPL para modelo *seven – spot*.



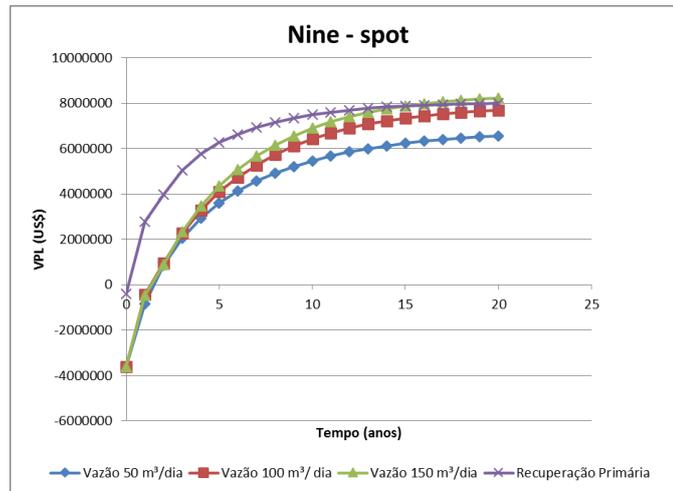
A injeção de água usando modelo *seven – spot* invertido apresenta análise de VPL semelhante aos resultados do modelo *five – spot* invertido, no qual as curvas das vazões de injeção 150 e 200 m<sup>3</sup> std/dia são bastante semelhantes, porém, por uma pequena diferença, a vazão de 150 m<sup>3</sup> std/dia tem maior alcance no valor do VPL (US\$ 25.475.062,78), como mostra a figura 32. Isto é justificado pela menor quantidade de fluido injetado, o que gera menor custo.

Figura 32: Curva VPL para modelo *seven – spot* invertido.



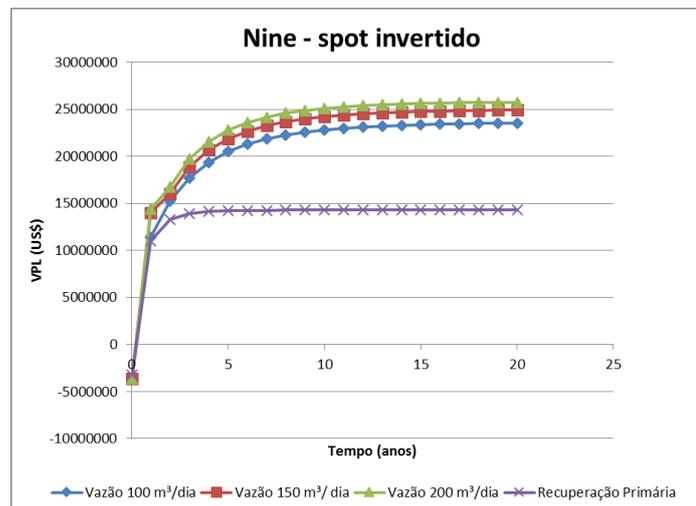
No caso da injeção de água em *nine – spot* (figura 33), o resultado demonstrado pelo cálculo do VPL não foi satisfatório, uma vez que a curva com maiores valores é a referente à recuperação primária, que atinge um valor máximo para o VPL de US\$ 9.184.737,16. Ou seja, ao utilizar este modelo de disposição dos poços, ainda é mais rentável não injetar nenhum fluido. A justificativa está nos custos com fluido injetado e, principalmente, com os oito poços injetores.

Figura 33: Curva VPL para modelo nine – spot.



Assim como ocorreu com os modelos *five – spot* invertido, *seven – spot* invertido, no caso do modelo *nine – spot* invertido (figura 34) invertido as vazões de 150 e 200 m<sup>3</sup> std/dia apresentaram valores próximos, mas, devido aos custos com fluido injetado, a vazão de injeção igual a 150 m<sup>3</sup> std/dia é a que apresenta maior lucratividade, ou seja VPL máximo de US\$ 25.735.978,78, quando utilizado o modelo *nine – spot* invertido.

Figura 34: Curva VPL para modelo nine – spot invertido.



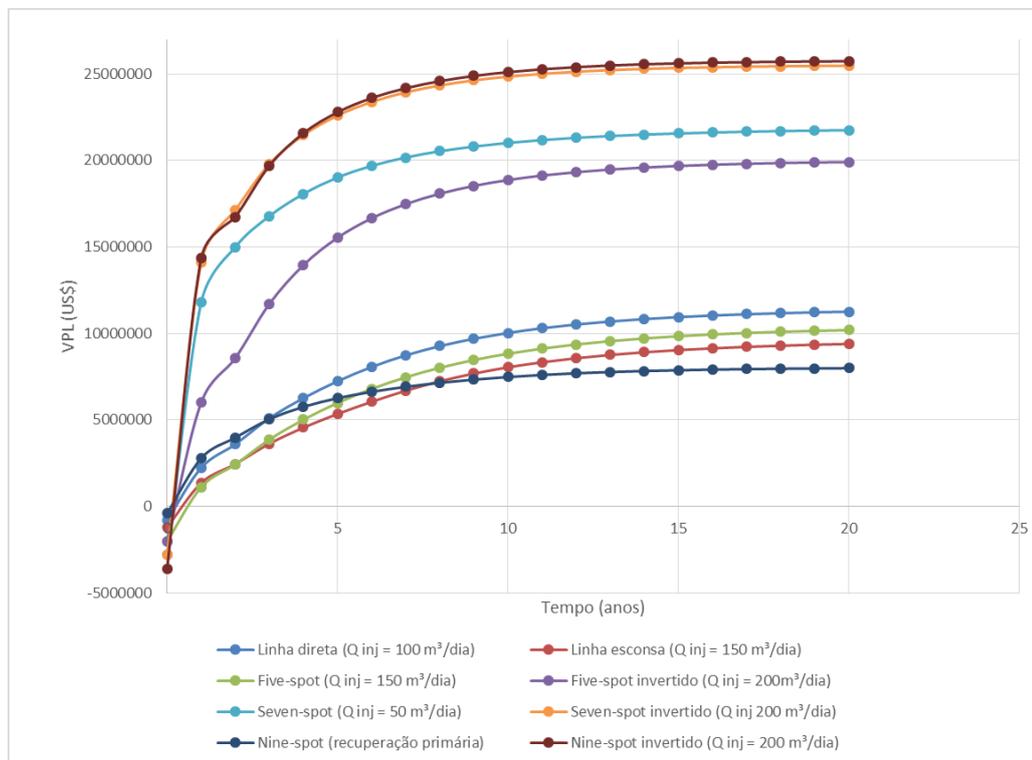
Diante dos resultados apresentados de melhor vazão injetada para cada modelo de malha utilizado, a tabela 8 mostra a síntese dos valores máximos de VPL.

Tabela 8: Melhores vazões de injeção e máximo valor de VPL para os modelos de injeção.

Condições de injeção	Melhor vazão de injeção	Máximo VPL (US\$)
Linha direta	100 m <sup>3</sup> std/dia	11.262.085,61
Linha esconsa	150 m <sup>3</sup> std/dia	9.395.911,21
Five - spot	150 m <sup>3</sup> std/dia	10.197.992,78
Five - spot invertido	200 m <sup>3</sup> std/dia	19.910.632
Seven - spot	50 m <sup>3</sup> std/dia	21.750.867,49
Seven - spot invertido	200 m <sup>3</sup> std/dia	25.475.062,78
Nine - spot	Recuperação primária	9.184.737,16
Nine - spot invertido	200 m <sup>3</sup> std/dia	25.735.978,78

A figura 35 mostra a síntese das curvas de VPL x tempo para cada um dos modelos de injeção, culminando na utilização do modelo *nine - spot* invertido à vazão de injeção 200 m<sup>3</sup> std/dia como a condição de maior rentabilidade para o projeto de injeção, com um valor máximo de VPL igual a US\$ 25735978,78, conforme tabela 8.

Figura 35: Melhores curvas de VPL x tempo para os modelos de injeção.



#### 4.4 Análise da taxa interna de retorno (TIR)

Mais uma vez utilizando a seleção de vazões de injeção mostrada na tabela 7 e a condição de recuperação primária, foi calculado o valor da TIR do projeto de injeção de todas as situações, com base na equação VIII, e os seus resultados estão apresentados na tabela 9.

Sendo um projeto viável quando sua TIR for superior ao valor da taxa mínima de atratividade, que no caso é 15%, pode-se afirmar que todas as condições analisadas tornam o projeto de injeção viável. No entanto, por apresentar o maior valor de TIR (838%), a injeção no modelo linha direta durante a recuperação primária é a melhor opção.

Tabela 9: Resultados da TIR

Condições de injeção	TIR (% a.a.)
Linha direta (Recuperação primária)	838
Linha direta (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	384
Linha direta (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	360
Linha direta (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	329
Linha esconsa (Recuperação primária)	635
Linha esconsa (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	193
Linha esconsa (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	196
Linha esconsa (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	193
<i>Five - spot</i> (Recuperação primária)	765
<i>Five - spot</i> (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	133
<i>Five - spot</i> (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	137
<i>Five - spot</i> (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	136
<i>Five - spot</i> invertido (Recuperação primária)	413
<i>Five - spot</i> invertido (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	345
<i>Five - spot</i> invertido (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	357
<i>Five - spot</i> invertido (Q inj = 200 m <sup>3</sup> std/dia)	365
<i>Seven - spot</i> (Recuperação primária)	765
<i>Seven - spot</i> (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	527
<i>Seven - spot</i> (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	94
<i>Seven - spot</i> (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	96
<i>Seven - spot</i> invertido (Recuperação primária)	579
<i>Seven - spot</i> invertido (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	547
<i>Seven - spot</i> invertido (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	535
<i>Seven - spot</i> invertido (Q inj = 200 m <sup>3</sup> std/dia)	521
<i>Nine - spot</i> (Recuperação primária)	765
<i>Nine - spot</i> (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	65

<i>Nine - spot</i> (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	69
<i>Nine - spot</i> (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	71
<i>Nine - spot</i> invertido (Recuperação primária)	430
<i>Nine - spot</i> invertido (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	411
<i>Nine - spot</i> invertido (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	425
<i>Nine - spot</i> invertido (Q inj = 200 m <sup>3</sup> std/dia)	436

#### 4.5 Análise do *payback*

Como já foi mencionado, o termo *payback* está relacionado com o período no qual o valor investido em um projeto é igual ao total de lucros acumulados. Este valor pode ser observado graficamente, usando a curva VPL x tempo, como sendo o tempo em que a curva intercepta o eixo das abscissas.

Em todos os casos analisados evidenciados na tabela 7, e também na condição de recuperação primária, foi observado (figuras 27 – 34) que o projeto de injeção apresentava VPL igual a 0 antes do seu primeiro ano. Logo, o *payback* para todos os casos equivale a 1.

#### 4.6 Análise do índice de lucratividade líquida (ILL)

O cálculo do índice de lucratividade líquida baseou-se na equação IX. Os resultados obtidos são apresentados na tabela 10.

Como todos os valores calculados para ILL em todas as condições foram maiores que 1, pode-se afirmar que todas elas tornam o projeto viável. No entanto, partindo do passo que apresenta o maior valor de índice de lucratividade líquida (21,94), a opção de recuperação primária usando o modelo de malha linha direta pode ser considerada como a melhor.

Tabela 10: Resultados do ILL

<b>Condições de injeção</b>	<b>ILL</b>
Linha direta (Recuperação primária)	21,94
Linha direta (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	13,43
Linha direta (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	14,08
Linha direta (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	13,69
Linha esconsa (Recuperação primária)	17,42
Linha esconsa (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	6,72

Linha esconsa (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	7,45
Linha esconsa (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	7,83
<i>Five - spot</i> (Recuperação primária)	19,99
<i>Five - spot</i> (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	4,21
<i>Five - spot</i> (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	4,78
<i>Five - spot</i> (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	5,10
<i>Five - spot</i> invertido (Recuperação primária)	7,18
<i>Five - spot</i> invertido (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	9,14
<i>Five - spot</i> invertido (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	9,74
<i>Five - spot</i> invertido (Q inj = 200 m <sup>3</sup> std/dia)	9,96
<i>Seven - spot</i> (Recuperação primária)	19,99
<i>Seven - spot</i> (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	7,77
<i>Seven - spot</i> (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	2,88
<i>Seven - spot</i> (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	2,96
<i>Seven - spot</i> invertido (Recuperação primária)	6,77
<i>Seven - spot</i> invertido (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	8,51
<i>Seven - spot</i> invertido (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	8,88
<i>Seven - spot</i> invertido (Q inj = 200 m <sup>3</sup> std/dia)	9,10
<i>Nine - spot</i> (Recuperação primária)	19,99
<i>Nine - spot</i> (Q inj = 50 m <sup>3</sup> std/dia)	1,82
<i>Nine - spot</i> (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	2,14
<i>Nine - spot</i> (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	2,84
<i>Nine - spot</i> invertido (Recuperação primária)	4,46
<i>Nine - spot</i> invertido (Q inj = 100 m <sup>3</sup> std/dia)	6,54
<i>Nine - spot</i> invertido (Q inj = 150 m <sup>3</sup> std/dia)	6,92
<i>Nine - spot</i> invertido (Q inj = 200 m <sup>3</sup> std/dia)	7,15

#### 4.7 Melhor modelo e vazão de injeção

Apesar dos demais parâmetros, o valor presente líquido ainda é o critério mais utilizado para atestar qual a melhor condição para o projeto de injeção de água, uma vez que este apresenta cálculo mais complexo, por envolver os fatores tempo e juros. Sendo assim, com base no VPL, o modelo *nine - spot* invertido, quando utilizado à vazão de injeção de 200 m<sup>3</sup> std/dia, é a melhor alternativa de injeção com VPL máximo de US\$ 25.735.978,78.

## 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões do estudo feito ao longo deste trabalho, além das recomendações para trabalhos futuros.

### 5.1 Conclusões

- O método de injeção de água é uma boa alternativa para o reservatório estudado, uma vez que, independente do modelo de malha e das condições de injeção, houve acréscimo no fator de recuperação, quando comparado à recuperação primária;
- Quando utilizados os modelos de malha linha direta, linha esconsa, *five – spot*, *seven – spot* e *nine – spot*, as vazões de injeção que apresentam melhor recuperação são 50, 100 e 150 m<sup>3</sup> std/dia;
- Quando utilizados os modelos de malha, *five – spot* invertido, *seven – spot* invertido e *nine – spot* invertido, as vazões de injeção que apresentam melhor recuperação são 100 e 150 e 200 m<sup>3</sup> std/dia;
- Partindo do comparativo que usa o valor presente líquido, a injeção no modelo *nine – spot* invertido à vazão de 200 m<sup>3</sup> std/dia é considerada a mais rentável, ou seja, a melhor opção para o projeto, uma vez que apresenta maior valor máximo de VPL (US\$ 25735978,78);
- Comparando a partir da taxa interna de retorno, todas as opções tornam o projeto viável, porém a injeção no modelo linha direta durante a recuperação primária é a mais recomendada, por apresentar maior TIR (838%);
- O valor de *payback* para todas as alternativas utilizadas foi 1, ou seja, o projeto tem seu valor de investimento inicial pago já no primeiro ano;
- A partir do índice de lucratividade líquida, é atestada a viabilidade do projeto de injeção em todas as condições analisadas, contudo, a recuperação primária em malha de linha direta é a que tem maior índice (21,94).

## 5.2 Recomendações

- Aumentar o tempo de vigência para averiguar até quando o projeto de injeção é rentável;
- Analisar outras possibilidades de condições operacionais dos poços para que seja possível injetar maiores vazões de água;
- Estudar a adição de polímeros à água injetada para verificar se há aumento na recuperação de óleo do reservatório;
- Analisar a injeção de gás miscível após a água, o *water – alternating – gas* (WAG), e sua viabilidade técnica e econômica;
- Realizar este estudo para reservatórios heterogêneos reais.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAMPOS, N. T., SARTORI, V. **Modelo de valoração de blocos exploratórios**. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, set., 2008.

CRAIG, F.F. Jr. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**, Monograph series, SPE; 1993.

CURBELO, Fabiola Dias da Silva. **Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos**. 2006. 169 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

HIRSCHFELD, Henrique. **Engenharia econômica e análise de custos**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

MIRANDA, A.C. **Formação de emulsões no escoamento multifásico de óleo e água em meios porosos**. 2010.

MORSE, L. L. **Análise do crescimento do volume recuperável provado de campos de petróleo**. 2006. 136f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. **Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2012. 207 f. Tese (Doutorado) - Curso de Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

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

SILVA, I.P.G.; MELO, M.A.; LUVIZOTTO, J.M.; LUCAS, E.F. **Polymer Flooding: A sustainable enhanced oil recovery in the current scenario**. Society of Petroleum Engineers, SPE 107727. 2007.

SILVA, Maria do Socorro Bezerra da. **Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo**. 2014. 129 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciência e Engenharia de Petróleo, Universo Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

VAN MEURS, P.; VAN DER POEL, C. (1958). **A theoretical Description of Water Drive Process Involving Viscous Fingering**. *Petroleum Transactions, AIME* , 103-112.

WHITE, John A.; CASE, Kenneth E.; PRATT, David B.. **Principles of Engineering Economic Analysis**. Hoboken: John Wiley & Sons. Inc., 2012.

WILLHITE, P. G.: **Waterflooding**, SPE Text book Series Vol. 3, Society of Petroleum Engineers, TX, 1986.