

## *Dissertação de Mestrado*

# **ANÁLISE DO DESEMPENHO DO AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICO NA RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

**Renuka Natalie Manichand**

**Natal, abril de 2002**

**MANICHAND, Renuka Natalie** – Análise do Desempenho do Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Reservatórios de Petróleo. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de Concentração: Engenharia de Processos Sub-área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal/RN, Brasil.

**Orientadores:** Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Ana Lúcia de Medeiros Lula da Mata

Prof. Dr. Wilson da Mata

---

## **RESUMO**

Os métodos térmicos, que consistem em fornecer calor ao óleo reduzindo assim a sua viscosidade, ocupam uma posição de destaque entre os métodos de recuperação avançada devido a sua aplicabilidade em reservatórios de óleos pesados. O aquecimento eletromagnético é baseado na transformação de energia elétrica em térmica através da interação direta entre o campo eletromagnético de excitação e as partículas eletricamente sensíveis do meio. O modelo físico aplicado a um reservatório é baseada nos princípios de conservação de massa, energia e movimento em meios porosos, aplicados para as fases fluidas e sólida. A equação da energia engloba, além dos parâmetros de rocha e fluidos, o termo fonte de energia externa de origem eletromagnética. Esta dissertação visa analisar, a partir de simulações termofluidodinâmicas em escala de campo, o desempenho energético e econômico do aquecimento eletromagnético associado à injeção de água.

---

## **PALAVRAS CHAVE**

Recuperação avançada de petróleo, métodos de recuperação suplementar de petróleo, métodos térmicos, aquecimento eletromagnético, injeção de água, óleo pesado, simulação.

---

## **BANCA EXAMINADORA:**

Presidente:

\_\_\_\_\_  
Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Ana Lúcia de Medeiros Lula da Mata

Membros:

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Abelardo de Sá Neto

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Carlson Pereira de Souza

\_\_\_\_\_

Prof. Dr. Wilson da Mata

Data de defesa: 08 de abril de 2002

## ABSTRACT

---

The thermal methods consist of furnishing heat to the oil reducing its viscosity. These methods are among the most important enhanced oil recovery methods due to their applicability in heavy oil reservoirs. The electromagnetic heating is based on the transformation of electric energy in thermal through the direct interaction between the electromagnetic excitement field and the electrically sensitive particles of the medium. The physical model applied to a reservoir is based on the principles of conservation of mass, conservation of energy and conservation of movement in porous mediums, applied to the fluids and the solid phases. The equation of conservation of energy includes, besides the rock and fluids parameters, the term of external electromagnetic energetic source. The main purpose of this thesis is to analyze the energetic and economic performances of electromagnetic heating associated with water injection, starting from thermal and dynamic simulations in field scale.

---

### **KEYWORDS**

Enhanced oil recovery, supplementary oil recovery methods, thermal methods, electromagnetic heating, water injection, heavy oil, simulation.

---

## AGRADECIMENTOS

À Agência Nacional do Petróleo pela bolsa concedida.

À PETROBRAS pela colaboração.

Aos meus orientadores, Ana Lúcia e Wilson, pelo incentivo e apoio, e por tudo que pude aprender com vocês.

A minha família pelo apoio e carinho.

A meus amigos por terem estado ao meu lado em todas as horas.

# SUMÁRIO

<b>Nomenclatura</b>	<b>vi</b>
<b>Lista de figuras</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de tabelas</b>	<b>x</b>
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 2 – Aspectos teóricos</b>	<b>4</b>
2.1 – Alguns conceitos	5
2.1.1 - Propriedades das Rochas	5
2.1.1.1 -Rocha Reservatório	5
2.1.1.2 - Porosidade	5
2.1.1.3 – Compressibilidade	7
2.1.1.4 – Permeabilidade	8
2.1.2 - Propriedades dos Fluidos	10
2.1.2.1 – Viscosidade	10
2.1.2.2 - Saturação de Fluidos	11
2.1.2.3 - Permeabilidade Relativa	12
2.1.2.4 - Pressão Capilar	13
2.1.2.5 - Produção de fluidos	13
2.1.2.6 - RGO, RAO e BS&W	15
2.1.3 – Parâmetros de produção	16
2.2 – Métodos de recuperação avançada de petróleo	18
2.3 – Métodos térmicos de recuperação de petróleos viscosos	19
2.3.1 – A injeção de vapor	20
2.3.2 – A combustão in situ	22
2.3.3 – O aquecimento eletromagnético	22
2.4 – Critérios de escolha do método de recuperação avançada	24
2.5 – Equações do modelo	27
2.5.1 – Equação da continuidade	28

---

2.5.2 – Quantidade de movimento	28
2.5.3 – Equação de energia	29
2.6 – O aquecimento eletromagnético como método de recuperação avançada	30
2.7 – Avaliação econômica	32
2.7.1 – Viabilidade econômica do projeto	32
2.7.2 – Critérios de avaliação econômica	34
2.7.3 – Valor Presente Líquido	34
<b>Capítulo 3 – Estado da Arte</b>	<b>36</b>
<b>Capítulo 4 – Materiais e Métodos</b>	<b>42</b>
<b>Capítulo 5 – Resultados e Discussões</b>	<b>49</b>
5.1 – Resultados e Discussões do projeto piloto de Fazenda Belém	50
5.2 – Resultados e Discussões do projeto piloto de Canto do Amaro	61
<b>Capítulo 6 – Conclusões</b>	<b>68</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>70</b>

# NOMENCLATURA

## LETRAS ROMANAS

- A – área de seção transversal aberta ao fluxo ( $\text{cm}^2$ )
- $C_{\text{eq}}$  – calor específico equivalente do sistema óleo/água/rocha a pressão constante ( $\text{J.kg}^{-1}.\text{C}^{-1}$ )
- $C_w$  – calor específico da água a pressão constante ( $\text{J.kg}^{-1}.\text{C}^{-1}$ )
- $C_o$  – calor específico do óleo a pressão constante ( $\text{J.kg}^{-1}.\text{C}^{-1}$ )
- $c_f$  – compressibilidade efetiva de formação ( $\text{Pa}^{-1}$ )
- d – densidade do óleo (adimensional)
- $\rightarrow$   
E – fasor complexo associado ao vetor campo elétrico ( $\text{V.m}^{-1}$ ); valor de pico
- $\rightarrow$   
E\* – conjugado do fasor complexo associado ao vetor campo elétrico ( $\text{V.m}^{-1}$ )
- $\rightarrow$   
 $F_n$  – força resultante sobre um corpo (N)
- f – frequência (Hz)
- $F_c$  – força capilar (Pa)
- g – aceleração da gravidade ( $\text{m.s}^{-2}$ )
- j – número imaginário puro
- K – permeabilidade total ao fluxo de um fluido (darcy)
- $K_w$  – permeabilidade total ao fluxo da fase água (darcy)
- $K_o$  – permeabilidade total ao fluxo da fase óleo (darcy)
- L – comprimento do meio poroso (m)
- M – massa do sistema (kg)
- Perdas – termo de perdas de energia ( $\text{W.m}^{-3}$ )
- P – pressão (Pa)
- $P_o$  – pressão original do reservatório (Pa)
- $P_c$  – pressão capilar (Pa)
- q – vazão de fluxo ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )
- r – comprimento radial horizontal do sistema de coordenadas cilíndricas (m)
- $r_o$  – raio do capilar (m)
- $S_f$  – saturação do fluido (adimensional)

$S_w$  – saturação da água (adimensional)

$S_o$  – saturação do óleo (adimensional)

$t$  – tempo (s)

$T$  – temperatura de equilíbrio das fases óleo/água/rocha ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\vec{u}$  - vetor velocidade do fluido ( $\text{m.s}^{-1}$ )

$V$  – volume poroso inicial ( $\text{m}^3$ )

$V_o$  – vetor velocidade superficial da fase óleo ( $\text{m.s}^{-1}$ )

$V_w$  – vetor velocidade superficial da fase água ( $\text{m.s}^{-1}$ )

$V_p$  – volume dos poros ( $\text{m}^3$ )

$V_f$  – volume do fluido ( $\text{m}^3$ )

$V_v$  - volume de vazios ( $\text{m}^3$ )

$V_t$  – volume total (fluido+rocha) ( $\text{m}^3$ )

$W$  – termo fonte de energia externa ( $\text{W.m}^{-3}$ )

### **LETRAS GREGAS**

$\delta$  - ângulo de perda

$\epsilon$  - permissividade complexa efetiva do meio ( $\text{F.m}^{-1}$ )

$\epsilon'$  – constante dielétrica do meio ( $\text{F.m}^{-1}$ )

$\epsilon''$  – constante de relaxação dipolar do meio ( $\text{F.m}^{-1}$ )

$\phi$  - porosidade (adimensional)

$\lambda_c$  – condutividade térmica do meio poroso ( $\text{W.m}^{-1}.\text{C}^{-1}$ )

$\mu$  - viscosidade do fluido (cP)

$\mu_w$  – viscosidade dinâmica da água ( $\text{kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$ )

$\mu_o$  – viscosidade dinâmica do óleo ( $\text{kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$ )

$\pi$  - constante (3,14159... )

$\rho$  - massa volumétrica de um fluido ( $\text{kg.m}^{-3}$ )

$\rho_{eq}$  – massa volumétrica equivalente do sistema óleo/água/rocha ( $\text{kg.m}^{-3}$ )

$\rho_w$  – massa volumétrica da água ( $\text{kg.m}^{-3}$ )

$\rho_o$  – massa volumétrica do óleo ( $\text{kg.m}^{-3}$ )

$\sigma$  - condutividade elétrica do meio ( $\text{ohm.m}^{-1}$ )

$\omega$  - pulsação ( $\text{rad.s}^{-1}$ )

## **OPERADORES**

$\Delta$  - variação

$\vec{\nabla}$  - gradiente

## Lista de Figuras

Figura 2.1. Distribuição mais comum de fluidos de reservatório	6
Figura 2.2. Redução da viscosidade do óleo e da água com a temperatura	20
Figura 2.3. Ação do campo elétrico (a) campo elétrico nulo: as partículas se encontram de forma aleatória (b) campo elétrico aplicado: as partículas tendem a se alinhar/deslocar de acordo com o campo	23
Figura 2.4. Circuito elétrico na malha de poços do projeto piloto na área do Rio Panon/RN	31
Figura 2.5. Esquema de um poço fase	32
Figura 3.1. Esquema da área do projeto de aquecimento eletromagnético no Campo de Estreito na área do Rio Panon/RN	38
Figura 3.2. Malha de poços do projeto de aquecimento eletromagnético na área do Rio Panon/RN	39
Figura 3.3. Curvas de declínio de produção diária primária e total (com aquecimento eletromagnético) para todos os poços	40
Figura 3.4. Curvas de produção acumulada para a produção primária ( $N_p$ total prim), a produção total ( $N_p$ total) e a produção adicional ( $N_p$ total adic.)	40
Figura 3.5. Localização dos campos de Campo do Estreito, Fazenda Belém e Canto do Amaro na área RN/CE	41
Figura 4.1. Malha de poços do piloto em Fazenda Belém/CE	44
Figura 4.2. Malha com poços produtores de óleo e injetores de água e eletricidade no campo em Canto do Amaro/RN	45
Figura 5.1. Perfil de temperatura após trinta dias	50
Figura 5.2. Perfil de viscosidade após trinta dias	51
Figura 5.3. Perfil de temperatura após um ano	52
Figura 5.4. Perfil de viscosidade após um ano	52
Figura 5.5. Perfil de temperatura após cinco anos	53
Figura 5.6. Perfil de viscosidade após cinco anos	54
Figura 5.7. Produção diária de óleo/FZB	55
Figura 5.8. Produção diária de água/FZB	55

---

Figura 5.9. Produção acumulada de óleo/FZB	56
Figura 5.10. Produção acumulada de água/FZB	56
Figura 5.11. Valores de VPL para $T_f = 120\text{ °C}$ ; Pot. = 25 kVA e $Q_{inj} = 2\text{ m}^3/\text{d}$ para FZB	59
Figura 5.12. Valores de VPL para $T_f = 150\text{ °C}$ ; Pot. = 37,5 kVA e $Q_{inj} = 0\text{ m}^3/\text{d}$ para FZB	60
Figura 5.13. Valores de VPL para $T_f = 120\text{ °C}$ ; Pot. = 25 kVA e $Q_{inj} = 0\text{ m}^3/\text{d}$ para FZB	60
Figura 5.14. Produção diária de óleo/CAM	61
Figura 5.15. Produção diária de água/CAM	62
Figura 5.16. Produção acumulada de óleo/CAM	62
Figura 5.17. Produção acumulada de água/CAM	63
Figura 5.18. Valores de VPL para $T_f = 150\text{ °C}$ ; Pot. = 32 kVA e $Q_{inj} = 20\text{ m}^3/\text{d}$ para CAM	65
Figura 5.19. Valores de VPL para o caso sem aquecimento e $Q_{inj} = 20\text{ m}^3/\text{d}$ para CAM	66
Figura 5.20. Valores de VPL para $T_f = 150\text{ °C}$ ; Pot. = 80 kVA e $Q_{inj} = 20\text{ m}^3/\text{d}$ para CAM	66

## **Lista de Tabelas**

Tabela 2.1. Critérios preliminares de escolha de métodos de recuperação	25
Tabela 4.1. Casos estudados no projeto da Fazenda Belém	46
Tabela 4.2. Casos estudados no projeto de Canto do Amaro	47
Tabela 4.3. Valores para o cálculo da receita e dos custos	48
Tabela 5.1. Resultados de $fr$ , $Np$ , $Wp$ e $VPL$ para todos os casos estudados de FZB 57	
Tabela 5.2. Resultados de $fr$ , $Np$ , $Wp$ e $VPL$ para todos os casos estudados de CAM	64

---

**Capítulo 1**  
**Introdução**

---

# 1 - Introdução

Ao colocar um poço em produção, nem sempre o diferencial de pressão entre o reservatório e o poço é suficiente para que o poço seja surgente, ou seja, produza naturalmente. Na maioria dos casos, utilizam-se equipamentos de elevação artificial associados a métodos especiais de recuperação. Os métodos especiais de recuperação abrangem os métodos químicos, os métodos de deslocamento miscível e os métodos térmicos. Os métodos químicos incluem a injeção de surfactantes, entre outros. Os métodos de deslocamento miscível incluem a injeção de gás (gás natural, gás carbônico) (Chambriard, 1989). Entre os métodos térmicos tem-se a injeção de vapor, a combustão *in situ* e o aquecimento eletromagnético. O desenvolvimento dessas tecnologias para aumentar a produção dos poços e o fator de recuperação final de jazidas de petróleo, tem sido uma preocupação constante da indústria petrolífera.

Os métodos térmicos ocupam uma posição de destaque entre os métodos de recuperação de petróleo devido a sua grande aplicabilidade em reservatórios de óleos pesados, ou seja, de alta viscosidade. O princípio destes métodos consiste em fornecer calor ao reservatório de modo a reduzir as forças retentoras dos fluidos, mais especificamente, as forças viscosas.

O objetivo desta dissertação é analisar o desempenho energético e econômico do processo de aquecimento eletromagnético com e sem a injeção associada de água. A análise é feita a partir de resultados de simulações hidrodinâmicas e térmicas, e de resultados de campo dos projetos desenvolvidos pela PETROBRAS no Rio Grande do Norte e no Ceará. O simulador utilizado para esta análise é o simulador comercial STARS da CMG (Computer Modeling Group) uma das principais ferramentas comerciais de simulação utilizada pela indústria de petróleo. Com isto, pode-se quantificar os efeitos na produção e recuperação de um reservatório de petróleo viscoso pela utilização do método de aquecimento eletromagnético e a injeção associada de água.

No Capítulo 2 são abordados aspectos teóricos referentes a propriedades de rocha e fluidos, métodos de recuperação de petróleo, modelagem matemática do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação e avaliação econômica do processo.

No Capítulo 3 é abordado o Estado da Arte do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação avançada de petróleo.

No Capítulo 4 são apresentados os materiais e métodos utilizados para a avaliação do desempenho técnico e econômico do processo de aquecimento eletromagnético com a injeção associada de água.

No Capítulo 5 são mostrados e discutidos os resultados de dois projetos pilotos de aquecimento eletromagnético, os casos estudados neste trabalho, bem como é feita a comparação entre eles.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões sobre a avaliação do desempenho técnico e econômico do processo de aquecimento eletromagnético com a injeção associada de água.

---

## **Capítulo 2**

ASPECTOS TEÓRICOS

## **2 - Aspectos Teóricos**

### **2.1 – Alguns Conceitos**

#### **2.1.1 - Propriedades das Rochas**

Nos estudos de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento das propriedades da rocha que o forma. São essas propriedades que determinam as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a distribuição dos mesmos na rocha, a capacidade desses fluidos de se moverem, as quantidades dos fluidos que podem ser retiradas, etc. Entre outras importantes propriedades destacam-se a porosidade, a compressibilidade da rocha, a permeabilidade e a saturação.

##### **2.1.1.1 -Rocha Reservatório**

A maioria dos depósitos comerciais de petróleo ocorre em reservatórios de rochas sedimentares clásticas e não-clásticas, principalmente em arenitos e calcários. Uma rocha reservatório, de uma maneira geral, é composta de grãos ligados uns aos outros por um material que recebe o nome de cimento. Também existe entre os grãos outro material muito fino chamado matriz. Como o cimento e a matriz não ocupam todo o espaço existente entre os grãos, restam espaços vazios que se chamam poros. Em resumo, é um conjunto de grãos, matriz, cimento e espaços vazios. O volume total ocupado por uma rocha reservatório é a soma do volume dos materiais sólidos e do volume dos espaços vazios existentes entre eles. O volume de espaços vazios é também chamado de volume poroso.

##### **2.1.1.2 - Porosidade**

A geometria do meio poroso possui espaços de tamanhos diferentes entre eles. A Figura 2.1 ilustra o meio poroso contendo óleo e água. Neste caso específico, os grãos da rocha do espaço poroso são circundados pelos fluidos que ocupam o espaço vazio do meio.

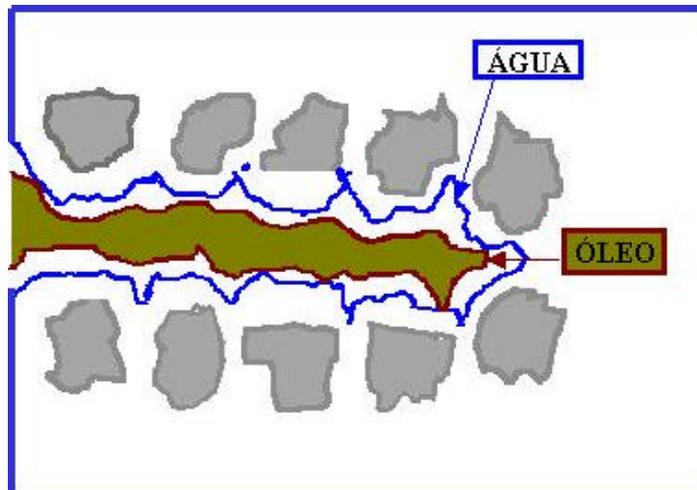


Figura 2.1. Distribuição mais comum de fluidos de reservatório.

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas, pois ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. É definida como a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

$$f = \frac{V_v}{V_t}$$

(2.1)

onde:  $\phi$  –porosidade

$V_v$ -volume de vazios

$V_t$ -volume total

A porosidade é um indicador da capacidade de uma rocha de armazenar fluidos. Quanto mais porosa, mais petróleo pode conter no seu interior. Depende da forma, da arrumação, da variação de tamanho dos grãos e do grau de cimentação da rocha. De uma maneira geral, existe

uma comunicação entre os poros de uma rocha, porém, devido à cimentação, alguns poros ficam totalmente isolados dos demais.

A porosidade pode ser: **Absoluta ou Efetiva**

- Porosidade Absoluta: é a razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha;
- Porosidade Efetiva: é a razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha.

Como os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos, pode-se constatar que o parâmetro realmente importante para a engenharia de reservatórios é a porosidade efetiva.

É conveniente lembrar que as acumulações de petróleo não são encontradas apenas em rochas sedimentares. Embora com menor frequência, o petróleo pode ser encontrado também em rochas ígneas e metamórficas fraturadas. Na verdade a condição fundamental para que uma rocha contenha óleo ou gás ou qualquer outro fluido é que ela disponha de espaços vazios para alojar esses fluidos.

Para o cálculo da porosidade do sistema adota-se a função abaixo como função apenas da pressão (P) da fase óleo (Prats, 1982).

$$f = f_{ref} \left[ 1 + C_R (P - P_{ref}) \right] \quad (2.2)$$

onde:  $C_R$  – Compressibilidade da rocha

$\phi_{ref}$  – porosidade da rocha na pressão de referência

$P_{ref}$  - pressão de referência

### 2.1.1.3 - Compressibilidade

É definida como o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão. A variação fracional é o quociente entre a redução de volume  $\Delta V$  e o volume inicial V. No que diz

respeito a meios porosos, a variação de volume em função da variação de pressão é estudada do seguinte modo: os poros de uma rocha reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm os seus volumes reduzidos. A relação entre esta variação fracional de volumes dos poros e a variação de pressão dá-se o nome de compressibilidade efetiva de formação. Assim:

$$C_R = \frac{\Delta V / V}{\Delta P} \quad (2.3)$$

onde:  $C_R$  - Compressibilidade efetiva da formação

$\Delta V$  - Variação de volume poroso

$V$  - Volume poroso inicial

$\Delta V/V$  - Variação fracional de volume

$\Delta P$  - Variação de pressão

A compressibilidade efetiva é uma propriedade da rocha que pode desempenhar um papel muito importante durante certa etapa da vida produtiva de um reservatório de petróleo.

#### 2.1.1.4 - Permeabilidade

Para que uma rocha venha a ser considerada como um reservatório de petróleo, é necessário que a mesma contenha uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável. Esses dois fatores, no entanto, não garantem que a rocha venha a produzir petróleo. Para que isso ocorra é necessário que a rocha permita que fluidos escoem através dela.

Permeabilidade de um meio poroso é a medida da capacidade do meio de se deixar atravessar por fluidos. A medida da permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material. Por analogia com condutores elétricos, ela representa o inverso da resistência que o

material oferece ao fluxo de fluidos. Para se medir a permeabilidade seria necessário encontrar uma equação que regulasse o fluxo, na qual todos os parâmetros fossem contemplados.

A primeira idéia seria a de simplificar o sistema poroso considerando-o como um feixe de capilares. O fluxo viscoso e laminar através de um capilar é regulado pela equação de Poiseuille

$$q = \frac{pr_o^4}{8\mu L} \Delta p$$
, a qual trata o fluido como um conjunto de superfícies cilíndricas concêntricas

movendo-se com velocidades diferentes e por conseguinte exercendo forças viscosas umas sobre as outras. Em virtude da dificuldade de medição dos vários raios dos capilares que formam o meio poroso, agravado pelo fato de não serem regulares, lineares ou paralelos, esta equação não é aplicável. A equação de maior utilização para meios porosos é a de Darcy:

$$q = K \frac{A \Delta p}{\mu L} \quad (2.4)$$

onde:  $q$  = vazão de fluido ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )

$A$  = área de seção transversal ( $\text{cm}^2$ )

$\Delta p$  = diferencial de pressão (atm)

$\mu$  = viscosidade (cp)

$L$  = comprimento do meio poroso (cm)

$K$  = permeabilidade do meio poroso (darcy)

A equação de Darcy é válida sob certas condições:

- Fluxo isotérmico, laminar e permanente;
- Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;
- Meio poroso homogêneo e não reage com o fluido.

A permeabilidade pode ser:

- **Absoluta:** é a medida da capacidade de um fluido de passar através de uma rocha, expressa pela quantidade de fluido que passa por uma seção unitária, na unidade de tempo;
- **Efetiva:** quando existe mais de um fluido se deslocando simultaneamente no meio poroso, as permeabilidades efetivas dos fluidos dependem das quantidades, isto é, das saturações de cada

um dos fluidos no meio poroso. A capacidade de transmissão de cada um desses fluidos chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido em consideração.

- **Relativa:** nos estudos de reservatórios, para facilitar o trabalho, costuma-se utilizar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização. Normalizar todos os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de “permeabilidade relativa” (Prats, 1982).

## 2.1.2 - Propriedades dos Fluidos

### 2.1.2.1 - Viscosidade

Segundo Prats (1982) a viscosidade da fase óleo é calculada pela relação abaixo, que pressupõe uma variação linear da viscosidade com a temperatura.

$$\log[\log(1000 m_o + 0,8)] = b_4 \log(1,8T) + a_4 \quad (2.5)$$

onde:

$a_4$  e  $b_4$  – são calculados através de valores tabelados que relacionam a temperatura  $T$  (°F) e a viscosidade do óleo  $\mu_o$  (cp). Valores estes relacionados com os resultados do processo.

A viscosidade da fase água ( $\mu_w$ ) é obtida pela seguinte relação:

$$m_w = \frac{2185}{(40,12 + 0,005154T)T - 1000} \quad (2.6)$$

onde:

$\mu_w$  - viscosidade em cp

T - temperatura em °F

Na indústria petrolífera usa-se a expressão grau API (°API) (American Petroleum Institute) como referência da densidade do óleo em relação à da água. O °API, que é medido nas condições padrão de pressão de 1 atm e temperatura de 60 °F, é dado pela seguinte expressão:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d} - 131,5 \quad (2.7)$$

Os óleos pesados contêm proporções maiores de materiais residuais não destiláveis que os óleos convencionais. Os resíduos contêm grandes proporções de asfaltenos que os tornam particularmente viscosos. Os mesmos fatores que determinam a sua viscosidade também afetam fortemente a sua conversão em derivados convencionais. O alto conteúdo de resíduos asfálticos torna os óleos pesados particularmente apropriados para a manufatura de asfalto, mas também reduz grandemente a sua aplicabilidade para a maioria dos outros propósitos. Serve também na obtenção de subprodutos mais pesados no craqueamento dos hidrocarbonetos, tais como, graxas, naftas, querosenes, diesel, etc (Prats, 1982).

Embora não haja uma definição uniforme e consistente de óleo pesado apresenta-se a classificação segundo a indústria petrolífera canadense:

- óleo extra pesado e areias betuminosas (*tar sands*): viscosidade no tanque nas condições de reservatório acima de 10.000 cp; °API < 10;
- óleo pesado: viscosidade no tanque nas condições de reservatório entre 100 e 10.000 cp; 10 < °API < 20;
- óleo medianamente pesado: viscosidade no tanque nas condições de reservatório até 100 cp; 20 < °API < 30.

No sistema de equações que rege o problema, há uma série de variáveis que descrevem o comportamento das fases óleo e água, e que são dependentes das variáveis  $P_o$  (pressão na fase óleo),  $S_w$  (saturação de água) e T (temperatura), variáveis analisadas no processo.

### 2.1.2.2 - Saturação de Fluidos

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um certo fluido, e os espaços remanescentes por ar ou algum outro gás. Ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher todo o espaço vazio, e neste caso, é de grande importância o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório.

Define-se saturação de um determinado fluido em meio poroso, como sendo a porcentagem do volume de poros ocupados pelo fluido. Assim:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.8)$$

onde:

- $S_f$  - Saturação de fluido
- $V_f$  - Volume do fluido
- $V_p$  - Volume de poros

Os métodos de determinação de saturação de fluidos podem ser *diretos* ou *indiretos*. Os métodos indiretos determinam a saturação pela medida de alguma propriedade física da rocha, como por exemplo, o que utiliza registros elétricos ou o que utiliza medidas de pressão capilar. Todos os métodos de medição direta são falhos devido ao modo como é feita a amostragem da formação e ao manuseio de testemunho desde o fundo do poço até o laboratório.

### 2.1.2.3 - Permeabilidade Relativa

Os dados de permeabilidade relativa ao óleo ( $K_{ro}$ ) e à água ( $K_{rw}$ ) são obtidos por meio de curvas analíticas, sem levar em consideração os efeitos da temperatura. As equações utilizadas são:

$$K_{ro} = K_{ro_{max}} \frac{[S_o - S_{or}]^{n_{ko}}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \quad (2.9)$$

$$K_{rw} = K_{rw_{max}} \frac{[S_w - S_{wc}]^{n_{kw}}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \quad (2.10)$$

onde:  $K_{romax}$  – Permeabilidade relativa ao óleo máxima

$K_{rwmáx}$  – Permeabilidade relativa à água máxima

$S_o$  – Saturação de óleo

$S_w$  – Saturação de água

$S_{or}$  – Saturação de óleo residual

$S_{wc}$  – Saturação de água conata

$n_{ko}$  – Constante da curva de permeabilidade relativa da fase óleo

$n_{kw}$  – Constante da curva de permeabilidade relativa da fase água

#### 2.1.2.4 - Pressão Capilar

Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, os mais densos ficam em baixo existindo uma superfície horizontal de separação entre os diferentes fluidos. Isto não ocorre num meio poroso de capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação não mais será brusca, existindo uma zona de transição devido a fenômenos capilares. Esses fenômenos são resultantes de atrações de moléculas na massa fluida. Uma molécula situada no interior do líquido estará equilibrada por ser atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula na superfície, que não será atraída igualmente por estar cercada por moléculas de tipos diferentes.

A força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento, chama-se *Tensão Superficial ou Interfacial* ( $\sigma$ ).

A força que tende a puxar uma superfície para o centro chama-se força capilar ( $F_c$ ) e esta dividida pela área chama-se *Pressão Capilar* ( $P_c$ ).

As pressões capilares entre as fases óleo e água ( $P_{cow}$ ) são calculadas empiricamente pela expressão (Dutra, 1987):

$$P_{cow} = a_5 + b_5 (1 - S_w) + c_5 \left( 1 - S_w \right)^3 \quad (2.11)$$

Onde as constantes  $a_5$ ,  $b_5$  e  $c_5$  dependem do sistema de unidade. São obtidos através de curvas de permeabilidades relativas.

### 2.1.2.5 - Produção de Fluidos

As misturas de hidrocarbonetos além de serem bastante variadas podem sofrer grandes modificações ao serem submetidas a diferentes condições de temperatura e pressão. Ocorrem mudanças de estado físico de parte da mistura, alterações na composição, variação de viscosidade, variação de densidade, etc.

Durante a vida produtiva de um reservatório, os fluidos nele contidos sofrem diversas alterações em decorrência da redução da pressão causada pela produção. Da mesma forma, os fluidos produzidos ao serem submetidos a constantes variações de pressão e temperatura no seu trajeto até a superfície e nos equipamentos nos quais é submetido ao chamado processamento primário, sofrem alterações consideráveis. As informações sobre as alterações sofridas tanto pelos fluidos que permanecem no reservatório quanto pelos que são produzidos, são importantes para o acompanhamento do comportamento de um reservatório durante sua vida produtiva e para se prever em que volumes de óleo e/ou gás esses fluidos resultarão na superfície.

### Produção de Óleo

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura líquida é levada das condições de temperatura e pressão do reservatório para as condições de superfícies. É importante destacar que a definição diz “permanece líquida”. Quando se diz que um

poço está produzindo com uma vazão de 100 m<sup>3</sup> std/dia de óleo, está se dizendo que, da mistura líquida que está saindo diariamente do reservatório através daquele poço, 100 m<sup>3</sup> permanecem no estado líquido na superfície.

Essa maneira de exprimir os volumes é bastante oportuna, em primeiro lugar, porque as medições são feitas na superfície e, em segundo lugar, para efeito de comercialização o que interessa é o que se tem de líquido no “tanque” e não a massa de hidrocarbonetos de onde saiu esse líquido. Mesmo que a mistura de hidrocarbonetos nas condições de reservatório estivesse toda no estado gasoso, ainda assim seria possível se obter líquido nas condições de superfície. Esse líquido obtido a partir do gás, entretanto, não é “óleo” e sim “líquido de gás natural” e é mais conhecido pela sigla LGN.

### **Produção de Gás**

O gás produzido é o resultado da composição de três partes. Uma parte da produção de gás é proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e que tem o nome “gás livre”. A segunda parte é o gás que sai de solução do óleo, isto é, os hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo nas condições do reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para as condições de superfície. A terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água nas condições do reservatório. Quando se alteram as condições a que a água está submetida, o gás sai de solução indo fazer parte da produção de gás. Normalmente, esta parcela é desprezível não entrando nos cálculos das produções.

### **Produção de Água**

Além dos hidrocarbonetos é bastante comum a produção de água. A quantidade de água produzida vai depender obviamente das condições em que ela se apresenta no meio poroso. Apesar da água estar sempre presente nos reservatórios, nem sempre a sua quantidade, melhor dizendo, sua saturação, é suficiente para que ela se desloque. Para cada combinação de rocha, hidrocarbonetos e

água existem saturações mínimas desses fluidos (saturação de água irreduzível) a partir das quais eles se movem dentro dos poros da rocha. Se a saturação de água for igual a esse valor mínimo, não haverá fluxo e conseqüentemente não haverá produção de água dessa rocha. A água produzida também pode ter origem em acumulações de água, chamadas aquíferos, que se encontrem associadas à formação portadora de hidrocarbonetos.

### **2.1.2.6 - RGO, RAO e BSW**

Existem algumas relações dentro da engenharia de produção de petróleo que são utilizadas como indicadores tanto das características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são a “razão gás-óleo” (RGO), a “razão água-óleo” (RAO) e “basic water and sediments” (BSW).

A RGO é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de que o reservatório está bastante depletado ou que a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada, por exemplo.

A RAO é a relação entre a vazão de água e a vazão do óleo, ambas medidas nas condições de superfícies.

O líquido que um poço produz normalmente é composto de óleo, água e alguns sedimentos. Chama-se BSW, ao quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos.

### **2.1.3 – Parâmetros de Produção**

#### **Condições de Reservatório e de Superfície**

Sabe-se que é impossível retirar todos os hidrocarbonetos de uma acumulação de petróleo encontrada em uma formação. Entretanto, é importante lembrar que, por convenção, todos esses

volumes (óleo original, produção acumulada, reservas, etc) são expressos em condições de superfície, ou seja, como se eles estivessem sujeitos às condições de pressão e temperatura da superfície.

### Condições de Volume Recuperável

Para se fazer a estimativa do volume recuperável, além do estudo do reservatório propriamente dito, isto é, da movimentação dos fluidos dentro do meio poroso, deve-se levar em consideração outros aspectos técnicos e sobretudo deve ser verificado se os resultados, em termos de produção, são satisfatórios no que diz respeito aos aspectos econômicos.

### Fator Volume de Formação

É a razão entre o volume que a fase líquida ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume que ela ocupa nas condições de superfície. Tem como símbolo  $B_f$  e expressa na verdade qual volume da mistura numa condição de pressão e temperatura qualquer é necessário para se obter uma unidade de volume de óleo ou água nas condições de superfície.

$$B_f = \frac{1}{b_f} \quad (2.12)$$

onde:  $B_f$  - fator volume de formação das fases óleo ( $B_o$ ) e água ( $B_w$ )

$b_f$  - recíproco do fator volume de formação do fluido

As equações de estado que expressam o comportamento das fases água e óleo são funções da pressão (P) e da temperatura (T):

$$b_o = b_{o_{ref}} \left[ 1 + C_o (P - P_{ref}) - C_{t_o} (T - T_{ref}) \right] \quad (2.13)$$

$$b_w = b_{w_{ref}} \left[ 1 + C_w (P - P_{ref}) - C_{t_w} (T - T_{ref}) \right] \quad (2.14)$$

onde:  $b_{o_{ref}}$  –  $b_o$  na condição de referência

$b_{wref} - b_w$  na condição de referência

$C_o$  – Compressibilidade do óleo

$C_{to}$  – Coeficiente de expansão térmica do óleo

$C_w$  – Compressibilidade da água

$C_{tw}$  – Coeficiente de expansão térmica da água

$T_{ref}$  – Temperatura de referência

$P_{ref}$  – Pressão de referência

### **Fração Recuperada:**

É a porcentagem de petróleo extraída de uma jazida em um determinado instante de tempo. A fração recuperada (fr) é o quociente entre a produção acumulada de um determinado fluido, em um determinado instante de tempo, e o volume original deste fluido na jazida.

### **Fator de Recuperação:**

Significa a porcentagem máxima de petróleo que pode ser extraída de uma jazida. O fator recuperado (FR) é o quociente entre a produção acumulada de um determinado fluido na condição de abandono do reservatório e o volume original deste fluido na jazida.

## **2.2 – Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo**

Os métodos de recuperação avançada têm como objetivo mobilizar o óleo remanescente no reservatório depois da recuperação primária. Isto é conseguido melhorando-se o deslocamento microscópico do óleo e a eficiência volumétrica do varrido. Aumenta-se a eficiência de deslocamento do óleo pela redução nas forças capilares ou tensões interfaciais (métodos químicos e miscíveis) ou pelo decréscimo na viscosidade do óleo (métodos térmicos e miscíveis). Aumenta-se a

eficiência volumétrica do varrido pelo aumento da viscosidade do fluido deslocante (água de formação/injetada) através da injeção de polímeros (Lacerda, 2000).

Os métodos de recuperação avançada são divididos em três grandes categorias:

- **métodos químicos:** injeção de surfactantes, injeção de polímeros e injeção de alcalinos;
- **métodos de deslocamento miscível:** injeção de gás carbônico, injeção de hidrocarbonetos leves;
- **métodos térmicos:** injeção de vapor, combustão in situ, aquecimento resistivo, aquecimento eletromagnético.

Estimulação química é o termo genérico para processos que usam a injeção de produtos químicos para aumentar a recuperação de óleo. O princípio é adicionar surfactantes à água de injeção. As moléculas do surfactante são atraídas tanto pela água, quanto pelo óleo o que reduz a tensão superficial entre os dois fluidos e promove a miscibilidade das mesmas. Entre os métodos de estimulação química tem-se a injeção de polímeros e a injeção alcalina. Na injeção de polímeros, é injetada primeiramente água contendo surfactantes e em seguida o polímero. O polímero aumenta a viscosidade da água e diminui a permeabilidade efetiva da rocha à água. Isto faz com que o avanço da água no reservatório seja retardado. Na injeção alcalina, é injetada uma solução alcalina que reage com os ácidos naturalmente presentes no óleo, formando surfactantes dentro do reservatório. O surfactante formado age da mesma forma do surfactante injetado.

A injeção de gás pode ser feita com gás miscível ou com gás imiscível. Na injeção com gás imiscível, é injetado gás natural, gás carbônico, nitrogênio ou qualquer outro gás que não se dissolve facilmente no óleo. É formada então uma capa de gás, que, ao se expandir, desloca o óleo em direção aos poços produtores.

A injeção de água, feita através de poços injetores, objetiva deslocar o óleo em direção aos poços produtores vizinhos, aumentando assim a produção dos poços. As fontes de água de injeção podem ser naturais (mananciais de superfície, oceano, aquíferos próximos à superfície) ou artificiais (água produzida juntamente com o óleo). Ultimamente a tendência de reinjetar a água produzida, visando ou não uma recuperação adicional de óleo, tem aumentado, pois as especificações exigidas para a reinjeção são mais brandas do que as especificações para o descarte dessas águas (Manual de especificação de água de injeção, 1998).

Uma fonte de água de injeção deve apresentar as seguintes características:

- possuir farta quantidade de água em qualquer época;
- localizar-se o mais proximamente possível do local de uso;
- que o acesso entre a fonte e o local de uso seja fácil;
- possuir água mais clara possível, isto é, estar isenta de partículas em suspensão passíveis de causar entupimento;
- que a água seja compatível com quaisquer sistemas rocha-fluidos, isto é, que não reaja quimicamente com a rocha, água de formação e óleo;
- ser facilmente deslocável;
- ser isenta de bactérias e de quaisquer outros microrganismos;
- não ser corrosiva, isto é, não conter oxigênio, gás sulfídrico e gás carbônico dissolvidos;
- estar isenta de ânions potencialmente geradores de incrustações inorgânicas, isto é, não conter sulfatos e bicarbonatos.

As operações que compreendem a água de injeção são: captação, adução, tratamento (clarificação por coagulação, floculação, decantação e filtração), recalque e distribuição.

### **2.3 – Métodos Térmicos de Recuperação de Petróleos Viscosos**

Os métodos térmicos são definidos como métodos que consistem em fornecer calor ao óleo provocando a redução da viscosidade, seja por injeção de um fluido quente, como vapor ou ar aquecido, ou pela ação de ondas eletromagnéticas sobre os fluidos eletricamente sensíveis do reservatório, como por exemplo, a água de formação. Entre os métodos térmicos tem-se a injeção de vapor, a combustão in situ e o aquecimento eletromagnético.

A Figura 2.2 ilustra o efeito da temperatura sobre a viscosidade do óleo. Observe-se que, para os óleos mais pesados, a redução na viscosidade é maior para um dado aumento de temperatura (Lacerda, 2000).

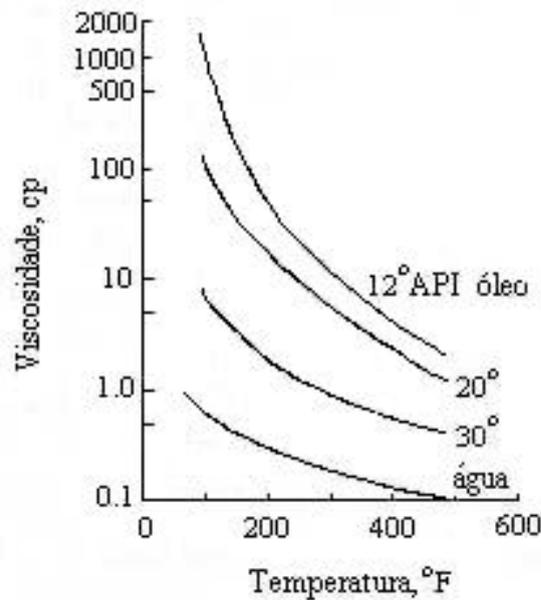


Figura 2.2. Redução da viscosidade do óleo e da água com a temperatura.

### 2.3.1 – A Injeção de Vapor

A injeção de vapor, que consiste na injeção de vapor superaquecido, apresenta dois modos de operar: o cíclico e o contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto o modo contínuo permanece no mesmo injetor até os poços vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Hoje em dia, a fase cíclica precede a contínua, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo (Lacerda, 2000).

### **Injeção cíclica de vapor**

A injeção cíclica de vapor é também conhecida como: *Huff and Puff*, *Steamsoak*, *Steam Stimulation*, ou ainda estimulação cíclica. A injeção é chamada de cíclica porque pode ser repetida diversas vezes. Cada ciclo consiste de três partes distintas: fase de injeção, fase de soaking e fase de produção.

*Fase de injeção*: fase na qual uma certa quantidade de vapor previamente calculada é injetada o mais rápido possível e, geralmente, dura de cinco a quinze dias.

*Fase de soaking*: período posterior à injeção no qual o poço permanece fechado para permitir a condensação do vapor (*soaking*) e a transferência de calor latente para a rocha e para o óleo. Normalmente usa-se um fechamento de dois a dez dias. A pressão na cabeça geralmente cai a zero durante o *soaking*.

*Fase de produção*: é o período posterior ao *soaking* no qual o poço é colocado em produção. O poço produz inicialmente muita água e logo em seguida vem o pique de óleo. O poço pode entrar em surgência se a pressão do reservatório for suficientemente alta, ou então se o período de *soaking* for insuficiente para condensar todo o vapor. Normalmente, no entanto, os poços são equipados para bombeio mecânico. Não é oportuno produzir o poço com temperatura superior a 110 °C na cabeça devido ao desperdício de calor.

### **Injeção contínua de vapor**

A injeção contínua de vapor, ou *steamdrive* consiste em injetar continuamente vapor em um poço central, aquecendo o óleo e reduzindo sua viscosidade, com o objetivo de deslocar o óleo em direção dos poços periféricos. O controle é feito através da comparação da energia queimada com a energia adicional produzida. Um valor aceitável é da ordem de 30 %.

O rendimento energético da injeção contínua é muito menor que o da cíclica, principalmente porque o óleo deslocado não é necessariamente igual ao óleo produzido (capturado). Para calcular

---

*Renuka Natalie Manichand, abril/2002*

o rendimento divide-se as toneladas de vapor injetadas pelo óleo adicional produzido, criando-se o SOR (steam oil ratio  $\neq$  Sor, saturação de óleo residual). A relação vapor/óleo (SOR) costuma variar entre 3,3 e 7,7 toneladas de vapor para produzir 1 m<sup>3</sup> de óleo.

### 2.3.2 – A Combustão in Situ

Neste processo, calor é gerado no reservatório, onde se provoca uma reação de combustão através da injeção de ar aquecido. O processo se mantém com a continuidade da injeção do ar com a energia liberada sob a forma de calor in situ. Durante a queima do óleo, sua viscosidade é reduzida, as frações mais leves do óleo vaporizam formando um banco de gás, e a água de formação forma vapor. Esse conjunto de fatores faz com que o óleo se desloque em direção aos poços produtores.

### 2.3.3 – O Aquecimento Eletromagnético

O aquecimento eletromagnético é baseado na transformação da energia elétrica em térmica através da interação direta entre o campo eletromagnético e as partículas eletricamente sensíveis do meio que podem ser íons ou moléculas dipolares dos fluidos (Da Mata, 1993a).

O aquecimento pode se dar das seguintes formas:

- Por rotação;
- Por convecção;
- Por condução.

**O aquecimento por rotação é ocasionado por uma corrente de rotação devido à interação entre o campo eletromagnético de excitação e as partículas eletricamente sensíveis às variações sofridas pelo campo. Este fenômeno é extremamente complexo, mas pode ser resumido da seguinte maneira: as partículas eletricamente sensíveis encontram-se de forma desordenada no meio quando o campo elétrico é nulo, mas uma vez submetidas a um campo elétrico, as moléculas dipolares e os íons tendem a se orientar de acordo com**

a direção do campo (Figura 2.3). À proporção que a frequência do campo aplicado aumenta, cresce a agitação molecular e, conseqüentemente, maior é a transformação da energia eletromagnética em térmica por fricção intermolecular. Neste caso o aquecimento é instantâneo, independente das características térmicas do meio e dependente da frequência utilizada, da intensidade do campo elétrico de excitação e da permissividade complexa do meio. Este fenômeno é conhecido por aquecimento dielétrico ou de altas e hiper frequências.

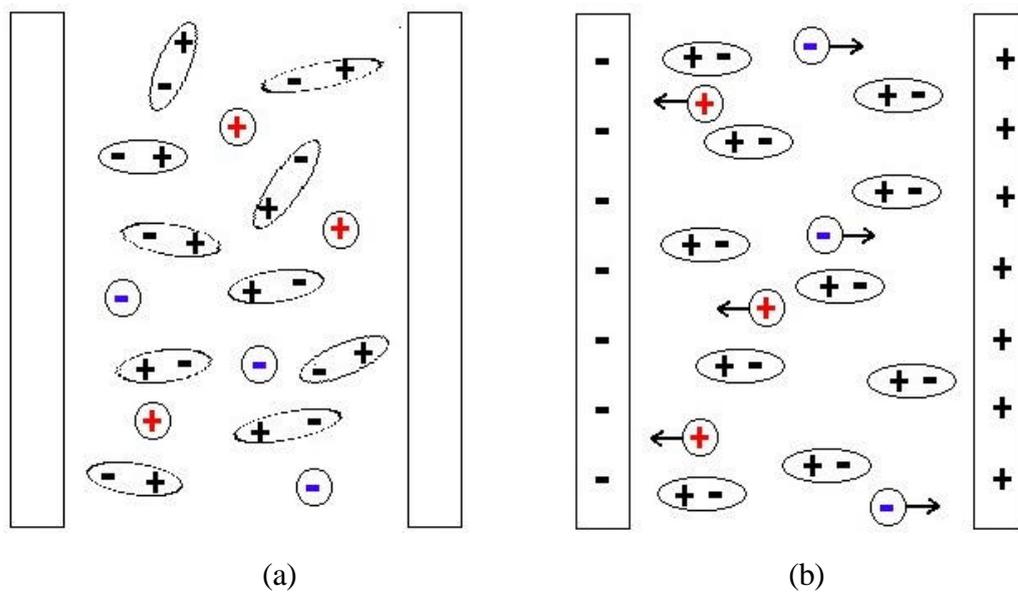


Figura 2.3. Ação do campo elétrico (a) campo elétrico nulo: as partículas se encontram de forma aleatória (b) campo elétrico aplicado: as partículas tendem a se alinhar/deslocar de acordo com o campo.

O aquecimento por condução é baseado no efeito Joule. Em outras palavras, ele é produzido pela passagem de uma corrente de condução que independe da frequência do campo elétrico. O efeito Joule relaciona-se diretamente com as partículas do meio em desequilíbrio elétrico. Neste caso, o meio a aquecer deve apresentar condutividade elétrica que satisfaça às condições mínimas de aplicação do método, ou seja, moléculas polares e íons, característicos de água e água salina, respectivamente. Ou seja, para o caso de aquecimento eletromagnético a baixa frequência deve-se manter, durante o processo, níveis de tensão e/ou de potência suficientes para manter o fluxo de corrente de condução.

O aquecimento por convecção é ocasionado por uma corrente de deslocamento que é responsável pela propagação da onda eletromagnética no meio dissipativo. Portanto, ela é importante na penetração do campo elétrico e, em consequência, do campo térmico. Esta penetração é função, entre outras, da frequência da onda e da constante dielétrica do meio.

Constata-se que, pela ação do campo eletromagnético criado por eletrodos ou antenas judiciosamente colocados no meio, as correntes elétricas de condução, de rotação e de deslocamento são criadas transformando grande parte da energia eletromagnética em térmica. A repartição destas correntes depende das características elétricas do meio (condutividade e permissividades elétricas), da frequência empregada e da distribuição do campo elétrico. Com isto, a eficiência do método de aquecimento eletromagnético é relacionada com a boa caracterização dielétrica, da existência de fluidos de moléculas dipolares, da escolha da frequência ideal a ser utilizada e da distribuição dos eletrodos.

A escolha da frequência a ser utilizada depende principalmente das dimensões e, conseqüentemente, do volume a ser aquecido, sendo a distância entre os poços um fator de dimensionamento muito importante. Nas baixas frequências a penetração das ondas eletromagnéticas é maior, portanto o aquecimento pode atingir distâncias maiores dentro do reservatório. O uso de frequências baixas é preferível quando a distância entre os poços é grande (maior que 50 metros); por outro lado, nas altas frequências a penetração das ondas eletromagnéticas é menor e seu uso se restringe a áreas próximas aos poços injetores de eletricidade.

## **2.4 – Critérios de Escolha do Método de Recuperação Avançada**

Ao escolher um método de recuperação avançada para um reservatório específico, deve-se considerar as características da formação portadora de óleo, os fluidos, os mecanismos de produção, e as razões para as baixas recuperações. Todos os métodos de recuperação têm suas limitações que são derivadas parcialmente da teoria e parcialmente de testes de laboratório e experiências de campo. A Tabela 2.1 (Hong, 1994) apresenta critérios para a escolha do método de recuperação, porém estes critérios não devem ser considerados absolutos.

Tabela 2.1. Critérios preliminares de escolha de métodos de recuperação.

Características do reservatório	Métodos térmicos		Métodos químicos			Métodos miscíveis
	Injeção de vapor	Combustão in situ	Polímeros	Surfactantes	Alcalinos	Hidrocarbonetos e dióxido de carbono
Densidade do óleo (°API)	10 a 34	10 a 35	-	-	< 30	> 25
Viscosidade do óleo (cp)	< 15000	< 5000	< 150	< 100	< 100	< 10
Profundidade (ft)	< 5000	-	-	-	-	> 2500
Espessura da zona (ft)	> 15	> 10	-	-	-	-
Temperatura (°F)	-	-	< 250	< 250	< 200	< 250
Permeabilidade média (md)	> 10	> 10	> 10	> 10	> 10	-
Transmissibilidade (md-ft/cp)	> 5	> 5	-	-	-	-
Salinidade da água de formação (ppm)	-	-	< 200000	< 200000	< 200000	-
Porosidade	> 0,15	> 0,15	-	-	-	-
Saturação de óleo	-	-	> 0,40	0,20 – 0,35	-	> 0,20
Sat. Óleo x porosidade	> 0,08	> 0,08	-	-	-	-
Pressão estática (psia)	< 2000	< 4000	-	-	-	> 1200

O método de aquecimento eletromagnético não apresenta limitações tais como viscosidade, profundidade, espessura da zona, temperatura, permeabilidade média, transmissibilidade, salinidade

da água de formação, porosidade, saturação de óleo e pressão estática, porém algumas condições podem apresentar-se como ideais para a sua aplicação.

Podemos citar:

- Quanto mais viscoso o óleo, melhor a eficiência como método térmico, não apresentando limitação como a injeção de vapor, pois tem que se injetar o vapor de água e, caso não seja possível pela alta viscosidade do óleo, o método não pode ser aplicado. Para o caso de reservatórios com óleo de viscosidade intermediária, o aquecimento eletromagnético pode ser associado com injeção de água, tornando-o uma técnica muito atraente, sob o ponto de vista de deslocamento de fluido no meio poroso;
- Pode ser aplicado para qualquer profundidade;
- A temperatura pode ser qualquer, porém o rendimento do processo pode ficar prejudicado para temperaturas acima da temperatura de ebulição da água, nas condições de reservatório. Isto é devido ao fato da condutividade elétrica ficar prejudicada pela vaporização da água. Este problema pode ser solucionado pela variação de frequência do sinal elétrico operante, pois, neste caso, quanto maior a frequência, menor a dependência da condutividade elétrica do meio no processo físico de aquecimento eletromagnético;
- A salinidade da água de formação é um fator importante na penetração das correntes elétricas na formação. Ou seja, quanto maior a condutividade elétrica do meio, maior a penetração da corrente e, conseqüentemente, a uma maior distância do poço injetor de eletricidade o fenômeno de transformação de energia elétrica em térmica ocorrerá;
- A saturação de óleo e de água no reservatório tem um fator, sobretudo econômico, pois caso a saturação de água seja muito elevada, pode tornar o método, como qualquer outro tipo, não economicamente viável.

Em relação aos métodos convencionais de recuperação térmica, o aquecimento eletromagnético apresenta ainda as seguintes vantagens:

- É aplicado sem a injeção de qualquer outro fluido no reservatório, como água quente ou vapor. Desta forma, o gasto energético é otimizado, pois se evita perda de fluido aquecido para zonas de falha ou de alta permeabilidade;
- Pode ser aplicado em reservatórios que apresentem problemas de inchamento de argilas em presença de água ou vapor;

- É um processo limpo ambientalmente, pois não produz rejeitos;
- Não tem limite de profundidade para o reservatório;
- Pode promover a geração de vapor “in situ”;
- Pode ser aplicado em reservatórios que apresentem deposição de parafinas;
- Pode ser aplicado em áreas extremamente frias, pois não tem problema de perda de calor para o ambiente, como no caso dos geradores de vapor;
- Atua na região desejada e pode independe da condutividade térmica do meio.

## 2.5 – Equações do Modelo

A formulação matemática para o modelo físico aplicado a um reservatório de petróleo é baseada no princípio geral de conservação de uma propriedade num sistema e na lei que rege o escoamento em meios porosos. Têm-se então, as equações de conservação de massa, de quantidade de movimento e de energia (Abernathy, 1976; Costa, 1998; Da Mata, 1993abc, 1997b, 1998 bcde e 1999ab, Pizarro, 1989; Silva, 1988; Todd, 1985; Towson, 1986).

Em óleos de alta densidade, a quantidade de gás dissolvido é pequena de modo que consideraremos a presença de dois componentes apenas (óleo e água) em duas fases. O escoamento é considerado bifásico (óleo viscoso e água) com as duas fases em equilíbrio térmico. A troca de calor é efetuada por condução, por convecção e por radiação entre a fonte e as fases fluida e sólida (rocha). As equações diferenciais que regem o problema dependem do tempo de forma bidimensional e não-linear, pois as propriedades físicas dos fluidos e da rocha evoluem em função da temperatura e das posições espaciais no meio. As equações diferenciais parciais são resolvidas pelo método de diferenças finitas (Costa, 1998). Para as duas fases, tem-se em coordenadas cilíndricas com fluxo horizontal de fluidos, as expressões apresentadas a seguir.

O estabelecimento da formulação matemática da descrição da transmissão de calor a partir de uma fonte, para o processo de recuperação por aquecimento eletromagnético, para escoamento horizontal de fluidos, é baseado nas equações da continuidade, da conservação da quantidade de movimento e da conservação da energia.

### 2.5.1 - Equação da Continuidade

A equação da continuidade na sua forma geral é dada por (Aziz, 1985):

$$-\left( \frac{1}{r} \frac{\partial \rho r u_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \rho u_\theta}{r \partial \theta} + \frac{\partial \rho u_r}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \bar{q} \quad (2.15)$$

Supondo simetria rotacional, fluxo horizontal e nenhuma fonte externa de massa, têm-se para os dois fluidos considerados, óleo e água, as seguintes equações:

$$\text{Fase óleo} \quad \frac{\partial}{\partial t} (f r_o S_o) = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r r_o S_o) \quad (2.16)$$

$$\text{Fase água} \quad \frac{\partial}{\partial t} (f r_w S_w) = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r r_w S_w) \quad (2.17)$$

### 2.5.2 - Quantidade de Movimento

A dinâmica dos fluidos é descrita pelo balanço de forças expresso na segunda lei de Newton. O enunciado diz que a força aplicada sobre um sistema de massa  $M$ , num instante  $t$ , é igual à taxa de variação da quantidade de movimento no mesmo instante:

$$\vec{F}_n = \frac{d(M\vec{u})}{dt} \quad (2.18)$$

Na ausência de forças externas, a quantidade de movimento de um sistema é invariante. Esses fundamentos da dinâmica são a base para a equação de Navier-Stokes, aplicada na mecânica dos fluidos e convecção de calor. Quando se trata de escoamentos em meios porosos, a geometria dos canais de fluxo é extremamente complexa, de maneira que a equação de Navier-Stokes é impraticável. A equação de grande utilização prática em meios porosos foi formulada por Henry Darcy, em 1856.

A equação de Darcy tem a forma:

$$\vec{u} = -\frac{K}{\mathbf{m}}(\vec{\nabla}P + \mathbf{r}g\vec{\nabla}Z) \quad (2.19)$$

$$\text{Fase óleo} \quad V_o = -\frac{K_o}{\mathbf{m}_o} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.20)$$

$$\text{Fase água} \quad V_w = -\frac{K_w}{\mathbf{m}_w} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.21)$$

Da Equação (2.19) observa-se que a velocidade de deslocamento de um fluido  $\vec{u}$  é diretamente proporcional ao gradiente de pressão  $\vec{\nabla}P$  e o gradiente de altura  $\vec{\nabla}Z$  (no caso de fluxo inclinado), e inversamente proporcional à viscosidade do fluido,  $\mu$ . E é justamente nesta última variável, viscosidade, que o aquecimento eletromagnético atua. Reduzindo a viscosidade do óleo, aumenta-se a velocidade de deslocamento e conseqüentemente a produção do poço.

### 2.5.3 - Equação de Energia

Equações da energia para as fases óleo e água e para a rocha:

$$\mathbf{r}_{eq}c_{eq} \frac{\partial T}{\partial t} + (\mathbf{r}_o c_o V_o + \mathbf{r}_w c_w V_w) \left( \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial T}{\partial z} \right) = I_c \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] + W - Perdas \quad (2.22)$$

onde as expressões equivalentes para a massa volumétrica e o calor específico do meio poroso são dadas pelas relações seguintes:

$$\mathbf{r}_{eq} = \mathbf{r}_o f \mathbf{S}_o + \mathbf{r}_w f \mathbf{S}_w + \mathbf{r}_r (1 - f) \quad (2.23)$$

$$c_{eq} = \frac{1}{\mathbf{r}_{eq}} [\mathbf{r}_o f \mathbf{S}_o c_o + \mathbf{r}_w f \mathbf{S}_w c_w + \mathbf{r}_r (1 - f) c_r] \quad (2.24)$$

Os termos na Equação (2.22) representam, respectivamente o acúmulo de energia, a convecção de energia, a condução de energia, a fonte de energia externa e as perdas de calor.

O termo fonte de energia externa  $W$ , de origem eletromagnética a partir de uma fonte, podendo ser uma antena ou eletrodos, criteriosamente localizados no meio, é obtido a partir das equações de Maxwell. Este termo, que é dimensionalmente uma potência por unidade de volume, é expresso pela relação seguinte (Da Mata, 1994, 1996, 1997ac, 1998a):

$$W = \frac{\mathbf{S}}{2} \overrightarrow{E} \cdot \overrightarrow{E}^* = \frac{\mathbf{v} e \tan \delta}{2} |E|^2 \quad (2.25)$$

onde a permissividade complexa efetiva do meio ( $\bar{\epsilon}$ ), é definida da constante dielétrica ( $\mathbf{e}'$ ), da constante de relaxação ( $\mathbf{e}''$ ) e da condutividade elétrica efetiva ( $\sigma$ ), ou ainda pela tangente do ângulo de perdas ( $\tan \delta$ ) do meio, pela expressão:

$$\mathbf{e} = \mathbf{e}' - j \mathbf{e}'' = \mathbf{e}' - j \frac{\mathbf{S}}{\omega} = \mathbf{e}' (1 - \tan \delta) \quad (2.26)$$

A partir da Equação (2.25), constatamos que a absorção de energia eletromagnética pelo meio ( $W$ ) depende diretamente do quadrado da intensidade do campo elétrico aplicado, das características do meio, representado pela sua condutividade elétrica efetiva e, conseqüentemente, da frequência  $f$  de oscilação do campo elétrico de excitação aplicado ( $\omega = 2\pi f$ ).

## 2.6 – O Aquecimento Eletromagnético como Método de Recuperação Avançada

O aquecimento eletromagnético a baixa frequência consiste na aplicação de energia elétrica a um reservatório. A Figura 2.4 ilustra o circuito elétrico de um piloto em escala de campo. A energia é fornecida por duas unidades de potência instaladas no campo. Cada unidade, de potência de 160 kVA, é ligada a dois poços fase. Os poços de retorno são interligados por cabos de superfície. A corrente fornecida pelas unidades de potência circula nos poços fase, passa pelo reservatório, retorna pelos poços de retorno, pelos cabos de superfície e retorna à unidade de potência, fechando o circuito elétrico.

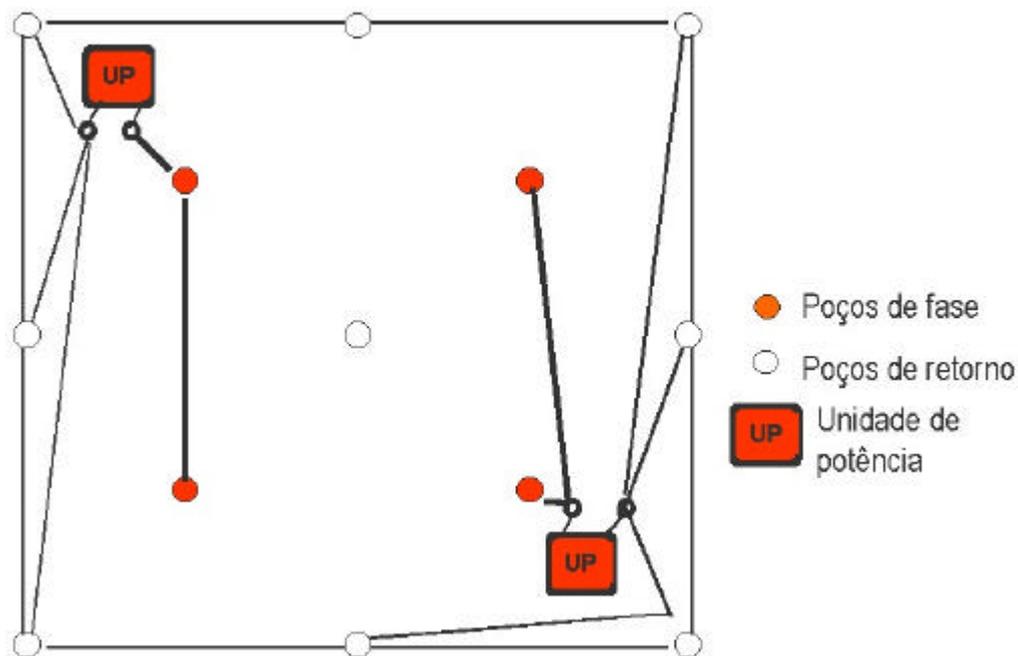


Figura 2.4. Circuito elétrico na malha de poços do projeto piloto na área do Rio Panon/RN.

O esquema de um poço fase é ilustrado na Figura 2.5. O poço fase, que é perfurado como um poço convencional, tem o revestimento isolado eletricamente com fibra de vidro. Na profundidade da(s) zona(s) produtora(s) este revestimento isolante é retirado para que a corrente elétrica possa vazar para o reservatório, aquecendo a água de formação que por sua vez aquece o

óleo, por condução térmica. Para evitar que a corrente volte pela haste de bombeio, é colocada uma haste polida de vidro.

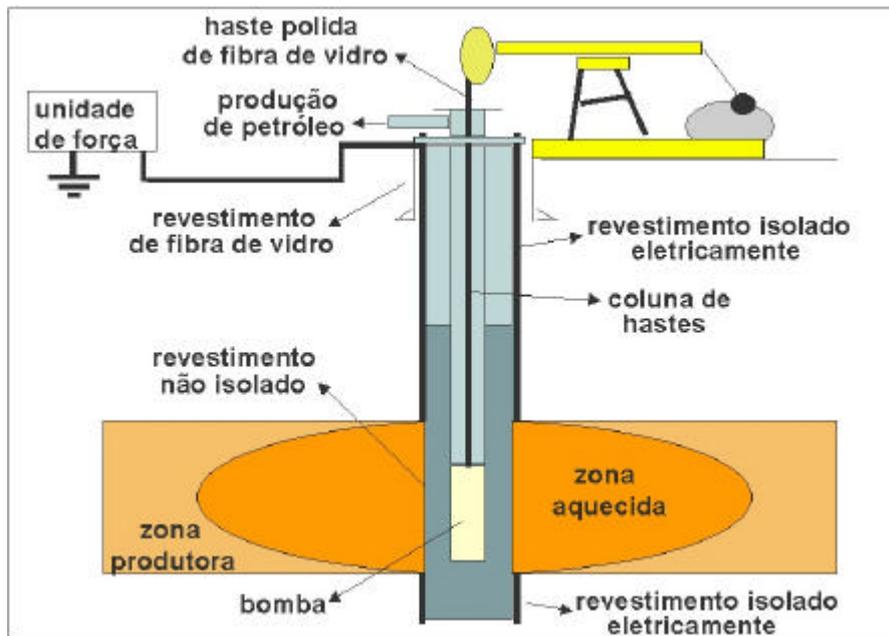


Figura 2.5. Esquema de um poço fase.

## 2.7 – Avaliação Econômica

A análise de investimentos abrange desde a definição do projeto, a determinação de alternativas até a tomada de decisão, ou seja, a escolha entre alternativas (Curso de Eng. Econômica, 2000). Para que um investimento seja atrativo, ele deve ser mais rentável que as oportunidades ordinárias apresentadas pelo mercado. Deve-se observar que não só a rentabilidade é importante num empreendimento. Outros fatores devem ser considerados como a liquidez e a confiabilidade, ou seja, o risco do negócio. É conhecido no mercado o triângulo do investimento composto por rentabilidade, confiabilidade e liquidez. Além desses, devemos ainda levar em consideração outros fatores não-econômicos, como sejam os aspectos sociais, ambientais, políticos, etc.

### 2.7.1 - Viabilidade Econômica de um Projeto

O estudo de viabilidade econômica de projetos de investimentos trata da utilização dos diversos índices ou indicadores econômicos que são parâmetros quantitativos que permitem ao decisor aceitar ou rejeitar propostas de investimentos.

Entende-se por projeto de investimento uma possibilidade de investimento. Os projetos de investimento geralmente estão associados a um fluxo de valores monetários representado graficamente pelos seus diagramas de Fluxo de Caixa.

Entende-se por investimento de capital o fato de se empregar recursos financeiros visando obter benefícios no futuro. Em geral, o problema de aplicação de recursos em empreendimentos produtivos envolve prazos longos, ou seja, o tempo necessário para que se realizem os benefícios do projeto, na maioria das vezes é de alguns anos. “A decisão de investimento é um ato no presente baseado em expectativas de eventos futuros”.

O estudo de viabilidade econômica de projetos está vinculado à duração do projeto. A decisão de aceitar ou rejeitar uma proposta de investimento é uma decisão complexa devido à multiplicidade de fatores ou índices serem utilizados. Os métodos utilizados para avaliação econômica de projetos apresentam algumas premissas básicas, a saber:

- O objetivo dos empreendimentos é maximizar o retorno do capital investido;
- Será sempre considerado o valor do dinheiro no tempo (fluxo de caixa descontado);
- Teoricamente considera-se haver sempre disponível uma determinada taxa de juros no mercado a qual os indivíduos podem emprestar quando quiserem;
- A análise dos projetos será determinística, isto é, não existe incerteza. Os fluxos de caixa são considerados como exatos;
- Os estudos de viabilidade econômica serão efetuados considerando-se sempre os valores monetários expressos em uma moeda estável – a inflação não tem efeito expressivo no resultado.

A característica principal dos métodos utilizados na avaliação de projetos é adotar o sistema de fluxo de caixa descontado, ou seja, considerar o valor do dinheiro no tempo. Este fato evidencia a necessidade de se utilizar uma taxa de desconto aplicada sobre os fluxos e caixa associados aos

projetos. A questão torna-se então definir qual a taxa de desconto a ser utilizada nos cálculos para determinação dos índices econômicos.

### **2.7.2 – Critérios de Avaliação Econômica**

Dois são os critérios de avaliação econômica de projetos de investimentos que vamos destacar: critério de liquidez e critério de rentabilidade.

O critério de Liquidez diz respeito ao tempo necessário para que o investimento efetuado seja totalmente recuperado com as receitas líquidas do projeto. O critério de liquidez é adotado principalmente quando existe insuficiência da caixa, ou seja, quando a empresa tem restrição de capital. A liquidez de um projeto de investimento reflete a rapidez com que a empresa recupera o investimento original.

O Tempo de Retorno de Capital é definido como o tempo necessário para que as receitas líquidas provenientes do projeto tenham Valor Presente acumulado igual ao investimento realizado.

Quando as empresas não têm problema de caixa, isto é, não necessitam de um rápido retorno de capital, o critério predominante nas decisões de investimento é o critério de rentabilidade. Um dos métodos clássicos e mais utilizados de avaliação é método do Valor Presente.

### **2.7.3 – Valor Presente Líquido**

O método do valor presente líquido, também conhecido como método do valor atual, caracteriza-se pela transferência para o instante zero dos valores de caixa, descontados à Taxa Mínima de Atratividade. A taxa mínima de atratividade é uma taxa de juros que expressa uma lucratividade mínima pretendida pelo investidor e está sempre disponível para aplicação de capital.

O VPL de um fluxo de caixa é a soma algébrica de todos os valores monetários  $V$  envolvidos nos  $n$

períodos de tempo, trazidos ao instante zero com taxa de desconto igual à taxa mínima de atratividade (Curso de Eng. Econômica, 2000). Outra definição é: Denomina-se *valor presente líquido (VPL)* do fluxo de caixa de um projeto de investimento, à soma algébrica de todas os recebimentos e pagamentos atualizados com base em uma taxa de descontos que corresponda ao *custo de oportunidade* do capital investido (Santos, 2001).

O VPL de um projeto de investimento tem a seguinte expressão algébrica:

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{V_j}{(1+i)^j} \quad (2.27)$$

onde  $V_j$  = valor monetário ocorrido ao final do período  $j$

$i$  = taxa de desconto – TMA

$j$  = período ordinal qualquer 0, 1, 2, ....

$n$  = número total de períodos (período final)

$VPL > 0$ , aceitar;  $VPL = 0$ , indiferente;  $VPL < 0$ , rejeitar.

O método do VPL, que leva em consideração a diferença de escala ou de volume de investimentos, é considerado o método mais adequado para a escolha entre alternativas ou de propostas de investimentos mutuamente exclusivos.

Para classificar ou hierarquizar várias alternativas de investimento é preferível o método do VPL, já que se evita supor que a taxa de reinvestimento das entradas de caixa é a própria taxa interna de retorno do projeto, hipótese considerada irrealista. A superioridade teórica do índice VPL é atribuída ao fato implícito de que todas as disponibilidades de recursos são reinvestidas ao custo do capital da empresa.

---

## **Capítulo 3**

**ESTADO DA ARTE**

### 3 – Estado da Arte

Embora as pesquisas sobre o uso do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação de reservatórios de petróleo tenham começado na década de 50, as publicações ainda são muito limitadas, restringindo-se praticamente a empresas interessadas em desenvolver essa tecnologia.

Na década de 50 Ljungstrom (1951) apresentou um trabalho para aplicação de eletromagnetismo para recuperação de hidrocarbonetos. Os estudos davam ênfase a recuperação em folhelhos betuminosos e arenitos portadores de óleos muito pesados (“*tar sands*”). Podem ser citados também nesse seguimento os artigos de Fisher (1980) e Towson (1986). No mundo ocidental os estudos iniciaram-se na década de 70, destacando-se os trabalhos de Abernathy (1976), Todd e Howell (1985) e Gill (1986). Estes estudos podem ser divididos em dois grupos, o primeiro tratando de aquecimento eletromagnético a baixa frequência (60 kHz) e, o segundo, utilizando frequências elevadas (acima de 100 kHz). Para frequências elevadas, destacam-se os trabalhos de Da Mata (1996, 1998abc, 1999a). Sob o ponto de vista de estudos de simulações utilizando o aquecimento eletromagnético, destacam-se os trabalhos de Chambiard (1989), Da Mata (1993abc, 1998be, 2000, 2001abc) e Costa (1998).

Em meados dos anos 70, o Illinois Technology Research Institute (IITRI), iniciou estudos de aplicação de energia eletromagnética, que resultaram num método de alta eficiência energética para aquecer uniformemente extensas áreas de reservatórios através de malha de eletrodos dispostos paralelamente e energizados eletromagneticamente, simulando um capacitor (Costa, 1998). Em consequência desses estudos, outro método foi concebido, promovendo aquecimento no reservatório na vizinhança dos poços, não havendo limitação quanto à profundidade ou quanto ao tamanho do reservatório.

Em 1983, o IITRI se associou à companhia Universal Energy, para desenvolvimento e comercialização do método de aquecimento eletromagnético. Este método foi denominado processo de aquecimento de poço em rádio frequência, entendendo esta última, como a faixa de frequência de comunicações radiofônicas, que variam entre 10 Hz e mais de 10 Ghz.

Em meados dos anos 80, este método foi oferecido à PETROBRAS e após análises por técnicos, decidiu-se pela implantação de um teste piloto no Campo de Estreito na área do Rio Panon (Figura 3.1), Bacia Potiguar, localizado a 180 km de Natal. Nesta época não se cogitava a possibilidade de aplicação de qualquer método térmico nesta área para melhorar a sua recuperação, até porque existiam dúvidas sobre a viabilidade de sua implantação.

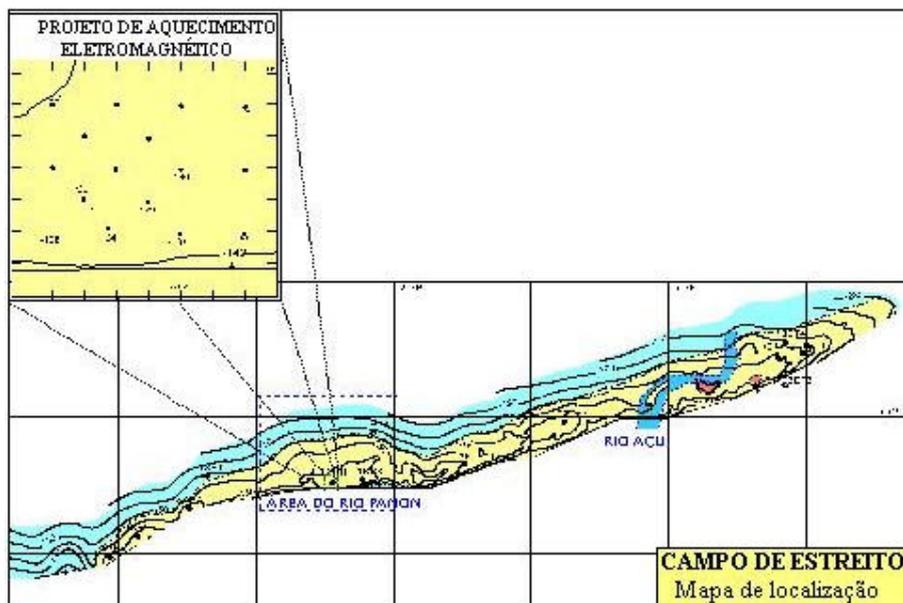


Figura 3.1. Esquema da área do projeto de aquecimento eletromagnético no Campo de Estreito na área do Rio Panon/RN.

O projeto piloto iniciou-se com a perfuração de um poço especial, pois a sua completação seria diferente da convencional de forma a permitir a condução de corrente elétrica até o reservatório e evitar fugas de corrente para a superfície que pudesse causar algum dano ambiental, bem como para as formações geológicas situadas acima e abaixo do reservatório de interesse.

Avaliado o poço, o passo seguinte consistiu nas instalações de superfície. Estas envolviam o sistema de suprimento de energia elétrica, a fonte de potência que iria prover a corrente elétrica necessária ao aquecimento do reservatório e o sistema de monitoramento ambiental para evitar

possíveis danos materiais ou humanos que a eletricidade pudesse acarretar na superfície. Para o suprimento de energia foi adaptado um transformador de forma que pudesse ser aproveitada a energia elétrica existente na área.

A Figura 3.2 ilustra a malha de poços desse projeto piloto. Os poços em branco, chamados poços de retorno, são os poços convencionais já existentes no campo. Os poços em vermelho são os poços especialmente perfurados para o projeto, chamados poços fase ou poços de injeção de corrente elétrica. Deve-se observar, porém, que todos os poços, tanto os de fase quanto os de retorno, são poços produtores de óleo.

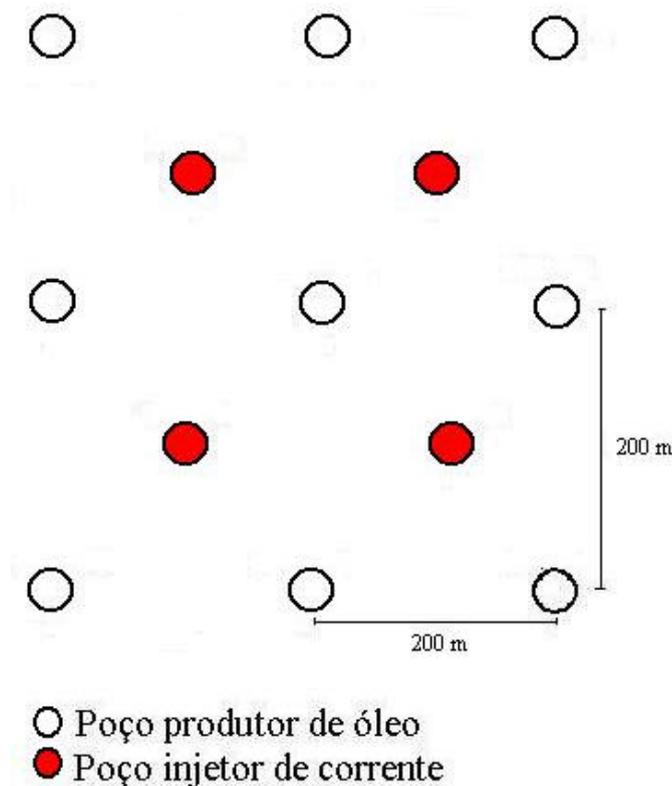


Figura 3.2. Malha de poços do projeto de aquecimento eletromagnético na área do Rio Panon/RN.

Os principais resultados obtidos do projeto piloto de campo de Rio Panon são representados nas Figuras de 3.3 e 3.4. A Figura 3.3 mostra, para todos os poços, as curvas de

declínio de produção medidas em termos de produção diária para a produção primária (sem o aquecimento),  $Q_o$ , e a produção total (com o aquecimento),  $Q_o$  total. A Figura 3.4 mostra, para todos os poços, o volume acumulado de óleo produzido da produção primária ( $N_p$  total prim.), o volume acumulado total com o aquecimento eletromagnético ( $N_p$  total), e o volume acumulado adicional ( $N_p$  total adic.) durante a vigência do projeto. Observa-se que o aquecimento eletromagnético proporcionou um adicional de óleo produzido em torno de 18.000 m<sup>3</sup>, o que é um volume considerável.

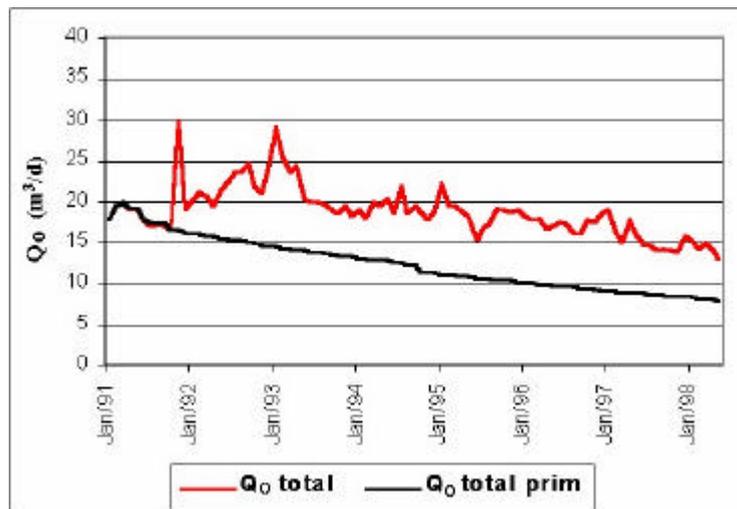
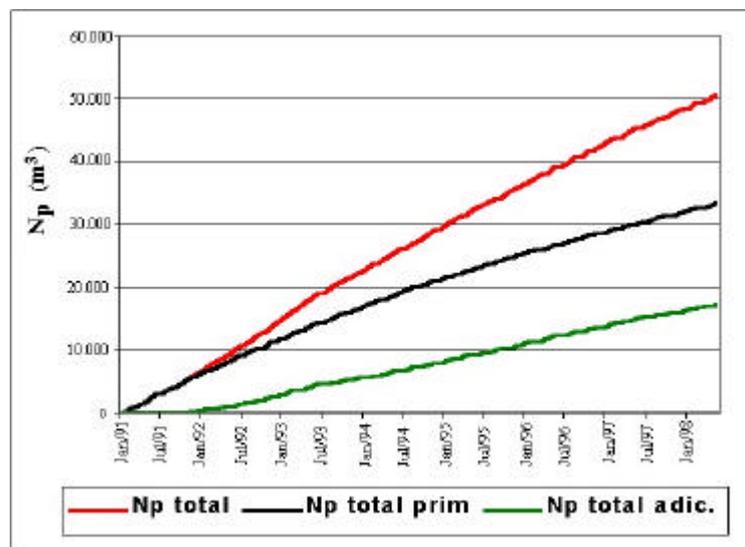


Figura 3.3. Curvas de declínio de produção diária primária e total (com aquecimento eletromagnético) para todos os poços (Pizarro, 1989).





---

## **Capítulo 4**

**Materiais e**

**Métodos**

---

## 4 – Materiais e Métodos

Para avaliar o desempenho do aquecimento eletromagnético na recuperação de reservatórios de petróleo foram considerados os dois casos estudados: o projeto piloto no campo em Fazenda Belém (FZB) e o projeto piloto no campo de Canto de Amaro (CAM). Com os dados de caracterização dos reservatórios (porosidade, permeabilidade, saturação, etc.) os casos foram simulados com o simulador comercial STARS do Computer Modeling Group.

A malha computacional de poços do piloto em Fazenda Belém (Figura 4.1) se diferencia da anterior do piloto de Rio Panon pela presença de dois poços de injeção de água. Somente o aquecimento eletromagnético já é suficiente para reduzir a viscosidade do óleo, mas com a água injetada objetiva-se aumentar ainda mais a produtividade do poço, deslocando o óleo em direção ao mesmo.

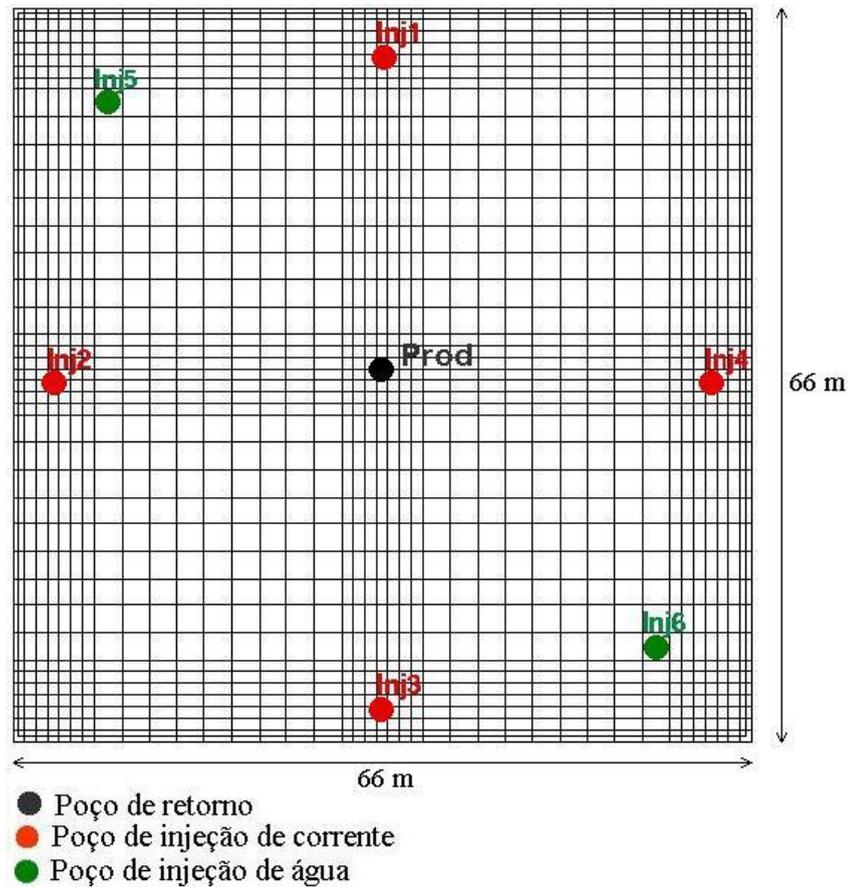


Figura 4.1. Malha de poços do piloto em Fazenda Belém/CE.

A partir dos resultados do aquecimento eletromagnético associado à injeção de água obtidos no campo em Fazenda Belém, optou-se por um novo piloto em uma área de grande potencial de produção de petróleo. A área escolhida foi no campo de Canto do Amaro que tem um baixo fator de recuperação, porém os poços possuem alta produtividade. O objetivo desse terceiro piloto é estudar como tornar o aquecimento eletromagnético viável mediante a injeção associada de água, tema dessa dissertação.

A malha de poços deste terceiro piloto é mostrada na Figura 4.2. Trata-se de nove poços produtores de óleo, sendo quatro de injeção de corrente e cinco de retorno, e quatro poços injetores de água.

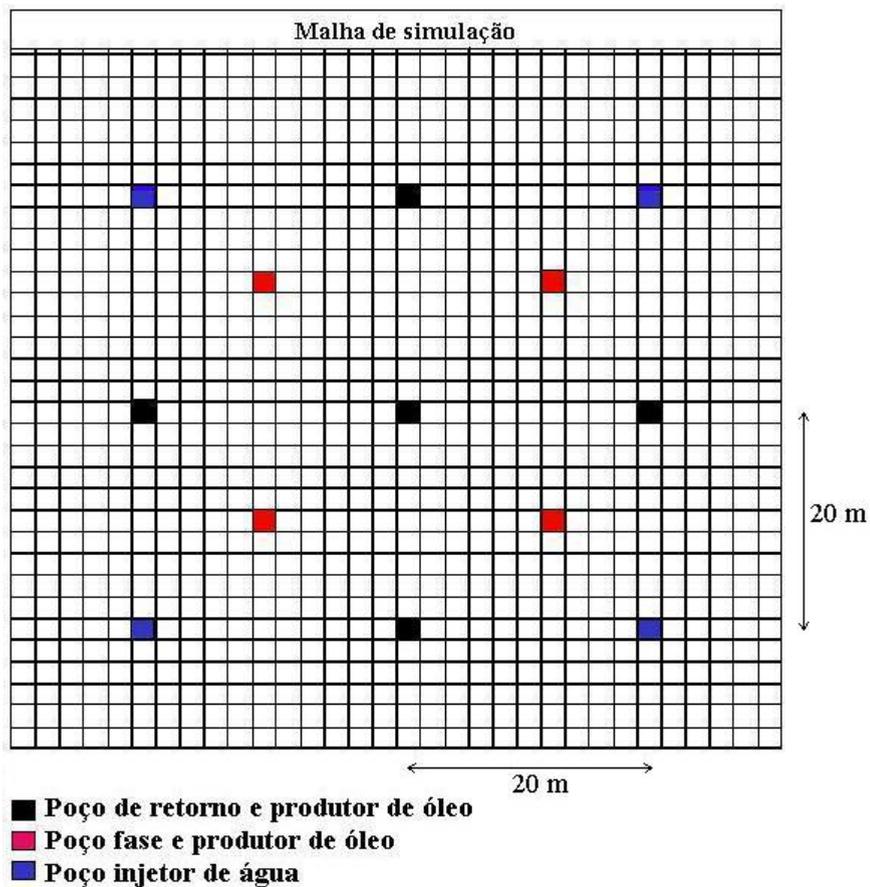


Figura 4.2. Malha com poços produtores de óleo e injetores de água e eletricidade no campo em Canto do Amaro/RN.

Os parâmetros de controle durante a aplicação do aquecimento eletromagnético no campo real são as variáveis estudadas durante as diversas simulações a fim de avaliar o seu efeito sobre a produção de óleo e água. São estes:

- a temperatura no fundo do poço ( $T_f$ );
- a potência aplicada por poço (Pot);
- a vazão de água injetada ( $Q_{inj}$ ).

A temperatura de fundo do poço tem a função de efetuar o controle efetivo do processo. Os valores simulados são decorrentes das possíveis situações que podem acontecer na prática. A potência aplicada por poço a partir da unidade de potência é limitada pela própria capacidade da mesma. Atualmente são disponíveis duas unidades de potência que possuem as seguintes características: 160 kVA, 60 Hz, tensão de alimentação de 480 V e tensão de saída variando de

118 V a 672 V. Os estudos foram realizados para diversas frações dessa potência, simulando as possibilidades de sua utilização na prática. As vazões de injeção de água utilizadas foram baseadas em informações práticas para cada campo estudado. No caso de Fazenda Belém, devido ao óleo ser mais viscoso, foram utilizados vazões baixas enquanto que para o Canto do Amaro (óleo menos viscoso), vazões mais elevadas.

As Tabelas 4.1 e 4.2 mostram, para os casos estudados de FZB e CAM, os níveis dos parâmetros de controle: temperatura no fundo do poço, a potência aplicada e a vazão de injeção de água. Os casos estudados visam avaliar o efeito de cada fenômeno separadamente, ou seja, o efeito apenas do aquecimento eletromagnético, o efeito apenas da injeção de água, e o efeito dos dois métodos associados em relação à produção primária. Assim obtém-se uma boa visão do ganho na produtividade que cada método proporciona.

Tabela 4.1. Casos estudados no projeto da Fazenda Belém.

<b>T<sub>f</sub></b> (°C)	<b>Potência aplicada</b> (kVA/poço)	<b>Q inj</b> (m <sup>3</sup> /d)	<b>Comentário</b>
47	0	0	Prod. Primária
47	0	2	Efeito de Q inj
47	0	5	
47	0	10	
120	25	0	Efeito de T <sub>f</sub> e Potência
150	25	0	
150	37,5	0	
120	25	2	Efeito de [T <sub>f</sub> , Potência] e Q inj
150	37,5	5	
150	37,5	10	

Tabela 4.2. Casos estudados no projeto de Canto do Amaro.

$T_f$ (°C)	Potência aplicada (kVA/poço)	$Q_{inj}$ (m <sup>3</sup> /d)	Comentário
48	0	0	Produção primária
48	0	20	Efeito de $Q_{inj}$
120	160	20	Efeito de $T_f$ e Potência sobre a produção primária; Efeito de $Q_{inj}$
150	160	0	
150	160	10	
150	160	20	
150	160	40	
150	32	20	
150	80	20	Efeito de Potência aplicada
150	320	20	

Com as simulações foram gerados dados de produção diária e acumulada de óleo ( $Q_o$  e  $N_p$ , respectivamente) e de água ( $Q_w$  e  $W_p$ , respectivamente) nos casos de:

- produção primária;
- produção com o aquecimento eletromagnético;
- produção com a injeção de água;
- produção com o aquecimento eletromagnético associado com a injeção de água.

Os gráficos foram obtidos a partir da exportação dos resultados simulados para planilha Excel. Também foram calculados os custos, a receita e o lucro (valor presente líquido) a fim de se fazer a análise econômica dos processos estudados. Os custos de produção incluem os investimentos de implementação do projeto de aquecimento eletromagnético, o custo da energia elétrica e o custo do tratamento da água produzida. A receita é calculada a partir do preço de mercado do barril de petróleo. O valor presente líquido é calculado pela diferença entre a receita e as despesas e expresso em dólares (US\$) por este ser uma moeda estável que torna desnecessário levar em consideração a inflação.

A receita é calculada para diversos valores, a preço de mercado, do barril de petróleo, simulando diversos cenários. Os valores simulados são: 20 US\$/bbl; 25 US\$/bbl e 30 US\$/bbl de óleo. Para o custo de energia elétrica foram utilizados os seguintes valores: 0,03 US\$/ kWh; 0,04 US\$/kWh e 0,05 US\$/kWh. Estes valores representam, respectivamente, o valor minimizado, o valor provável de compra a uma concessionária de energia elétrica e o valor máximo em caso de aumento no custo da energia. Para o custo de tratamento da água produzida foram simulados os seguintes valores: 0,20 US\$/bbl; 0,25 US\$/bbl e 0,30 US\$/bbl de água, sendo estes os valores minimizado, provável e maximizado, respectivamente. O custo de instalação do projeto de aquecimento eletromagnético (unidade de potência, eletrodutos, cabos, poços especiais, etc) foi estimado em US\$ 150.000 para o caso estudado do projeto de Fazenda Belém e de US\$ 500.000 para o caso estudado de Canto do Amaro. A diferença no custo de instalação desses dois projetos se deve ao número de poços envolvidos em cada projeto, bem como as características de projeto (tipo de poços, diâmetro, profundidade, tipo de revestimento, etc.). Os valores estudados estão resumidos na tabela a seguir.

Tabela: 4.3. Valores para o cálculo da receita e dos custos.

	<b>Receita</b> (U\$/bbl óleo)	<b>C<sub>energia</sub></b> (U\$/kWh)	<b>C<sub>água</sub></b> (U\$/bbl água)	<b>C<sub>instal FZB</sub></b> (U\$)	<b>C<sub>instal CAM</sub></b> (U\$)
<b>Desfavorável</b>	20	0,05	0,30	150.000	500.000
<b>Provável</b>	25	0,04	0,25		
<b>Otimizado</b>	30	0,03	0,20		

Uma vez calculados os custos e a receita é calculado o valor presente líquido e são elaborados os gráficos de VPL que ilustram o nível dos lucros/prejuízos e principalmente o tempo de retorno de investimentos. A partir dos gráficos de VPL poderá se concluir em que casos a aplicação do aquecimento eletromagnético como método de recuperação avançada com ou sem a associação da injeção de água se torna uma alternativa economicamente viável e atrativa.

---

## **Capítulo 5**

### **RESULTADOS E DISCUSSÕES**

## 5 – Resultados e Discussões

### 5.1 – PROJETO PILOTO DE FAZENDA BELÉM

Para o primeiro projeto de aquecimento eletromagnético (Fazenda Belém) foram obtidos os perfis de temperatura e viscosidade durante os cinco primeiros anos após o início do projeto. As Figuras 5.1 a 5.6 mostram o perfil de temperatura e viscosidade, respectivamente, após um mês, um ano e cinco anos do início do projeto.

Observa-se que após trinta dias o fenômeno de aquecimento eletromagnético já é relevante, ou seja, o aumento da temperatura (Figura 5.1) e a redução da viscosidade (Figura 5.2) nas proximidades dos poços fase.

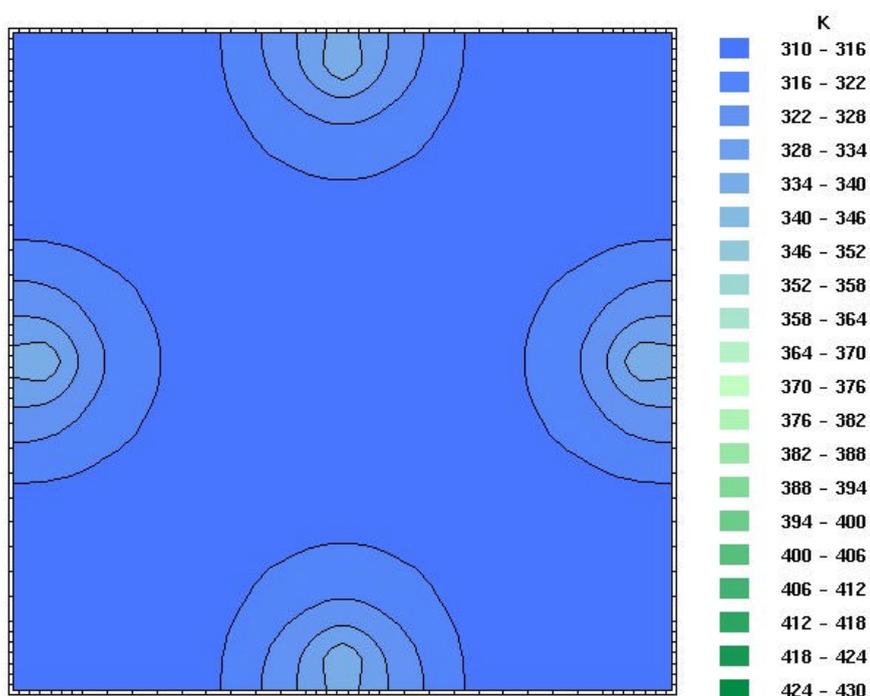


Figura 5.1. Perfil de temperatura após trinta dias.

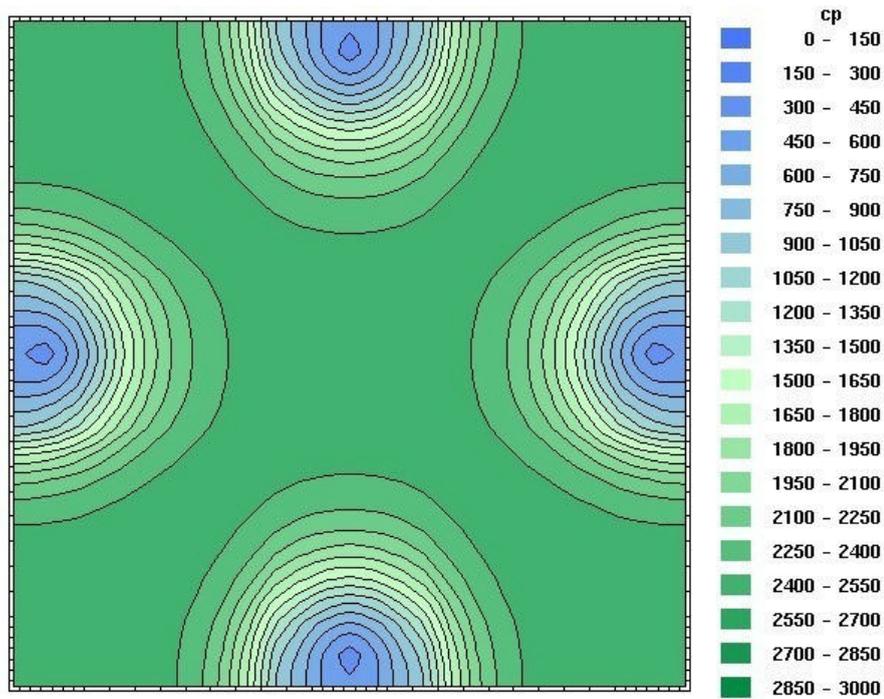


Figura 5.2. Perfil de viscosidade após trinta dias.

Após um ano nota-se claramente a evolução da temperatura em direção ao poço produtor central (Figura 5.3) e uma considerável redução da viscosidade (Figura 5.4) por todo o volume considerado (bloco simulado), além do avanço no perfil de injetividade da água.

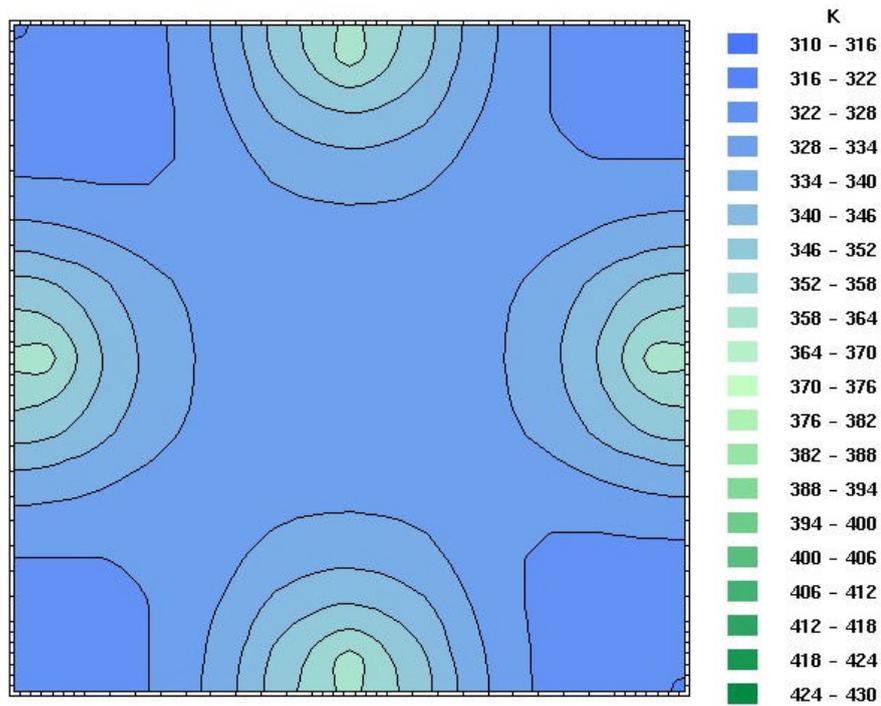


Figura 5.3. Perfil de temperatura após um ano.

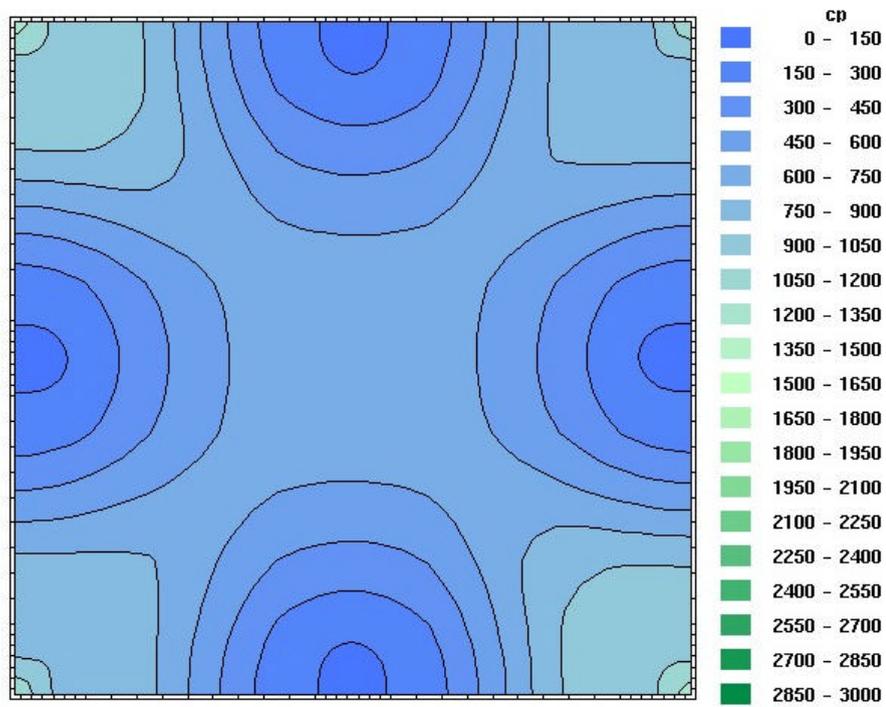


Figura 5.4. Perfil de viscosidade após um ano.

Observa-se que após cinco anos houve o aquecimento de todo o volume considerado (Figura 5.5) exceto pelas áreas onde há a injeção de água. Isto se explica pelo fato de que a água é injetada a uma temperatura inferior (aproximadamente 40 °C ou 313 K) à temperatura na qual o reservatório se encontra, no instante simulado, acima de 90 °C (363 K). No perfil de viscosidade (Figura 5.6) observa-se que houve uma redução da viscosidade em todo o bloco estudado, sendo a viscosidade nas áreas de injeção de água um pouco maior devido à temperatura inferior de injeção.

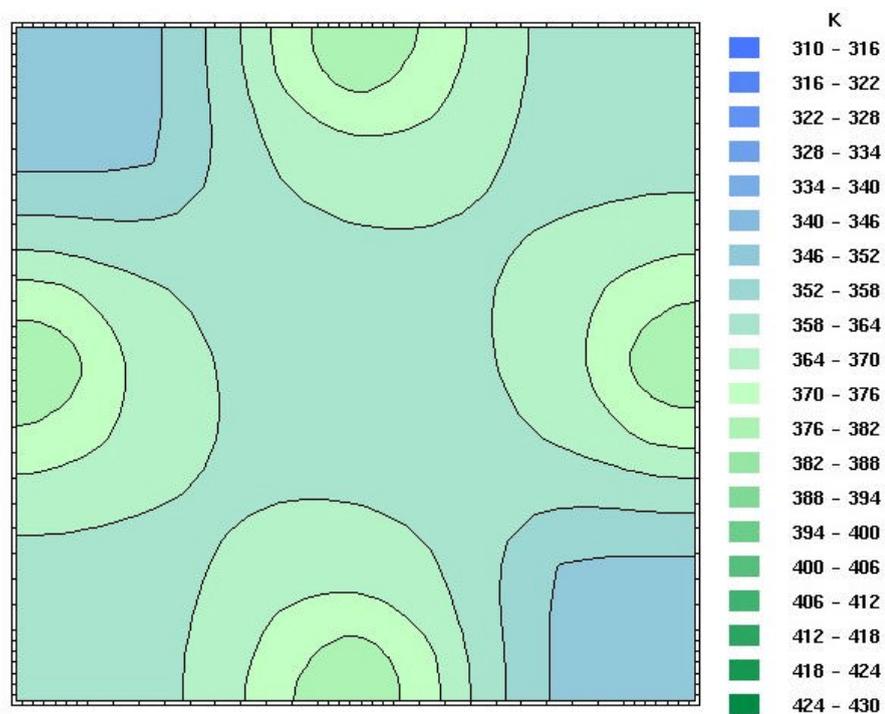


Figura 5.5. Perfil de temperatura após cinco anos.

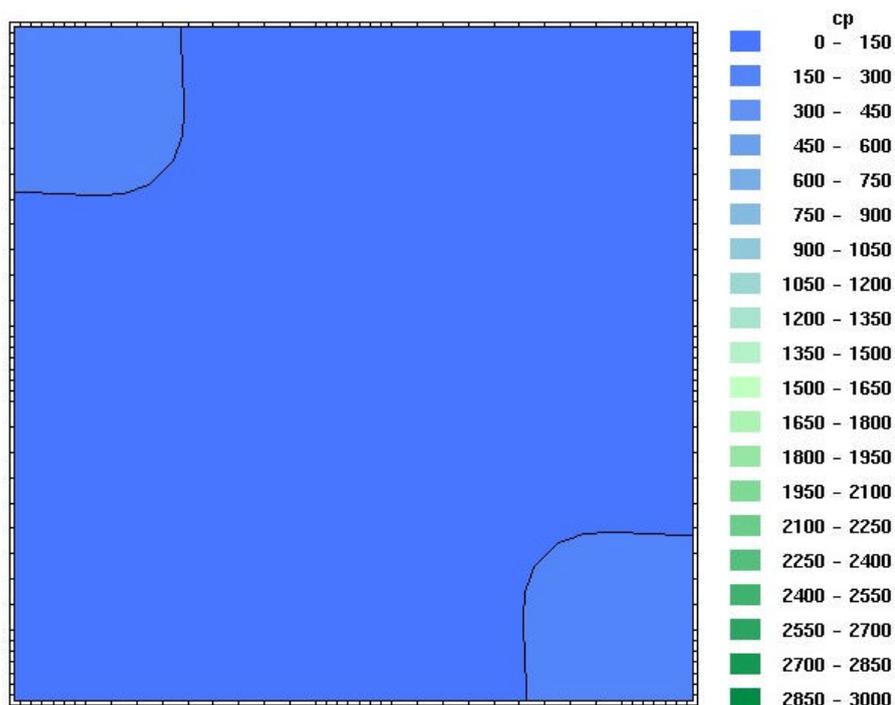


Figura 5.6. Perfil de viscosidade após cinco anos.

Concluindo-se, as figuras mostram claramente o fenômeno do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação, evidenciado pela evolução dos seus efeitos nos perfis de temperatura e de viscosidade do óleo ao longo do tempo estudado.

A fim de analisar os resultados técnicos e econômicos do método, são apresentados os gráficos de produção diária e acumulada de óleo e de água (Figuras 5.7 a 5.10) com os respectivos níveis de temperatura, potência e vazão de água simulados.

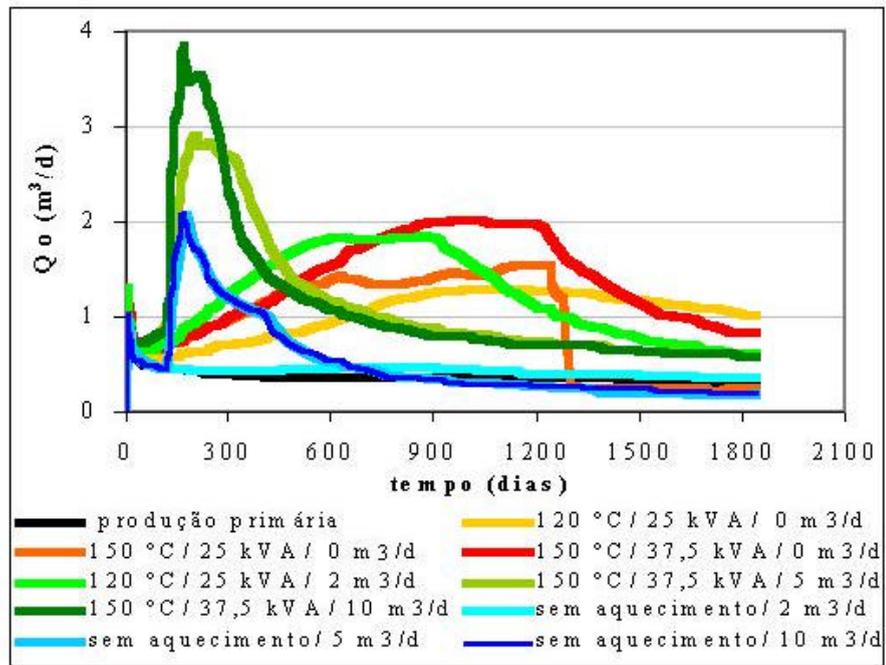


Figura 5.7. Produção diária de óleo/FZB.

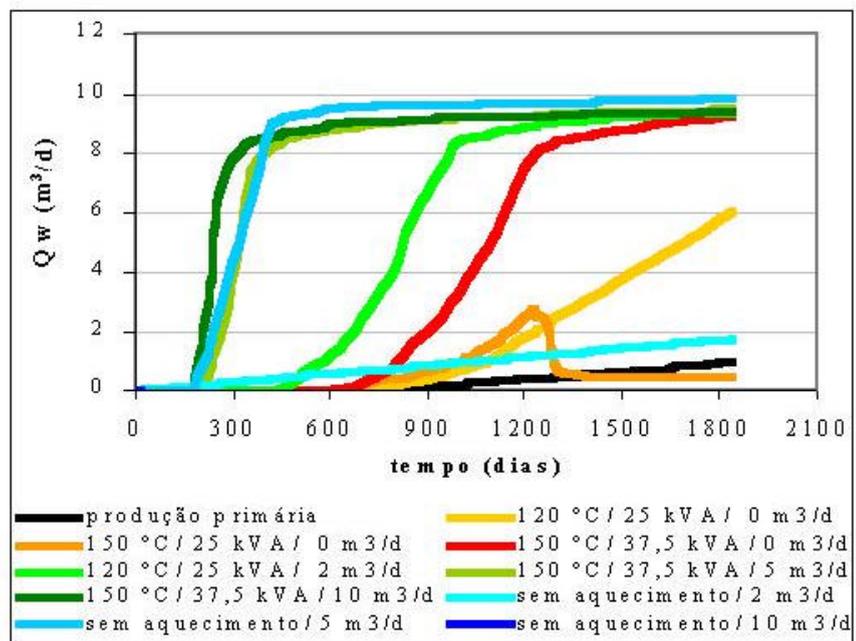


Figura 5.8. Produção diária de água/FZB.

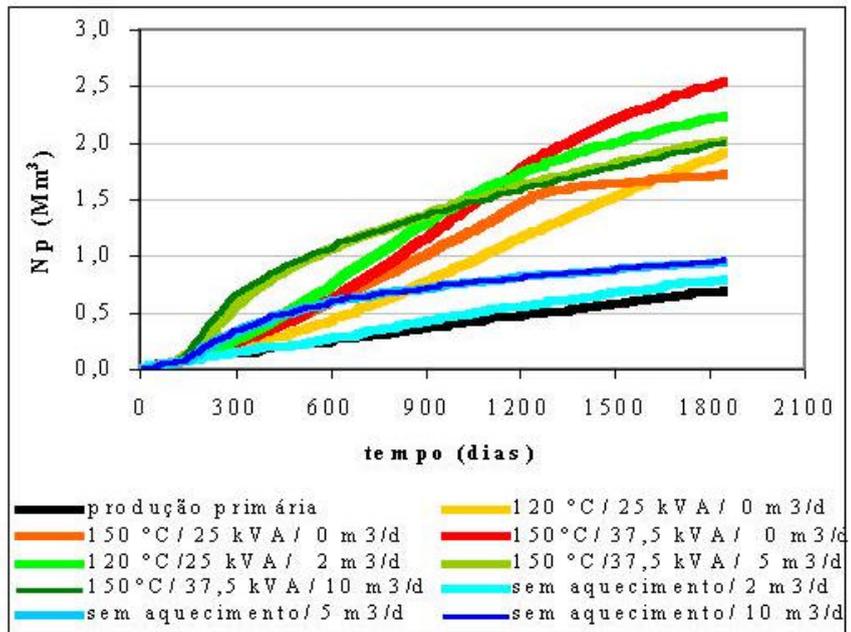


Figura 5.9. Produção acumulada de óleo/FZB.

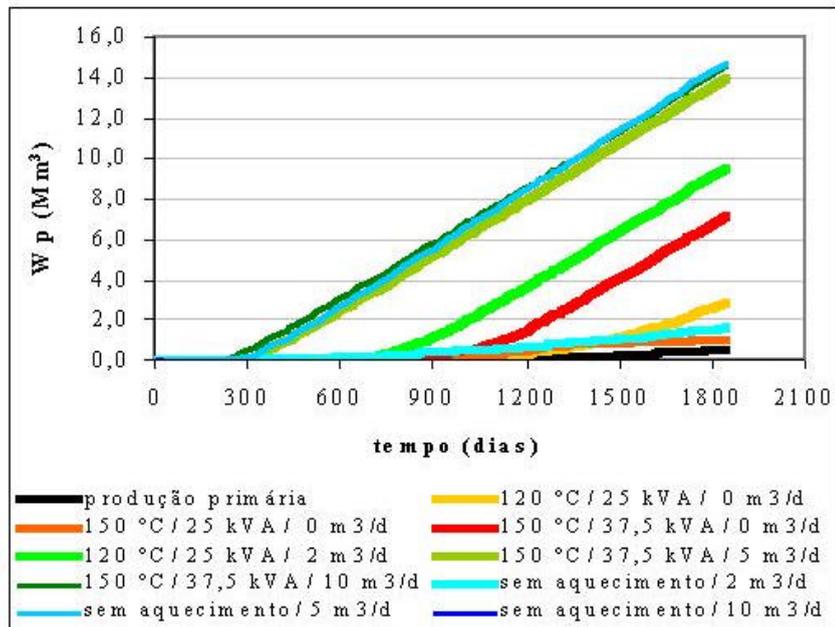


Figura 5.10. Produção acumulada de água/FZB.

A influência do aquecimento eletromagnético fica evidenciada pelo deslocamento das curvas de produção de óleo ( $Q_o$ ) e de produção acumulada ( $N_p$ ) em relação ao caso de produções primárias (curvas em preto). De forma qualitativa, os ganhos são bastante significativos. A influência

da injeção de água fica evidenciada pela antecipação da produção (deslocamento das curvas para a esquerda em relação aos casos com injeção apenas, sem aquecimento). Isto pode ser uma ferramenta de gerenciamento de reservatório bastante interessante, pois pode representar, em um determinado cenário de preços de petróleo no mercado mundial, uma substancial receita econômica.

A Tabela 5.1 mostra os resultados das frações recuperadas e produção acumulada de óleo e de água, e o valor presente líquido para os casos estudados de FZB. Para esse cálculo do valor presente líquido no fim do período de observação foram mantidos os valores reais de receita (25U\$/bbl óleo) e custos ( $C_{\text{instal}} = 150.000$  U\$;  $C_{\text{energia}} = 0,04$  U\$/kWh;  $C_{\text{água}} = 0,25$  U\$ /bbl água).

Tabela 5.1. Resultados de fr, Np, Wp e VPL para todos os casos estudados de FZB.

<b>T<sub>r</sub></b> (° C)	<b>Pot.</b> (kVA/poço)	<b>Q<sub>inj</sub></b> (m <sup>3</sup> /d)	<b>fr</b> (%)	<b>N<sub>p</sub></b> (Mm <sup>3</sup> )*	<b>W<sub>p</sub></b> (Mm <sup>3</sup> )*	<b>VPL</b> (MU\$)*
47	0	0	13,1	0,700	0,531	- 40,65
47	0	2	15,0	0,807	2,841	- 25,42
47	0	5	18,1	0,958	14,725	- 22,28
47	0	10	18,1	0,958	15,550	- 23,61
120	25	0	33,1	1,915	2,841	5,88
120	25	2	42,5	2,255	6,542	48,77
150	25	0	33,8	1,732	1,006	- 20,14
150	37,5	0	48,7	2,549	7,151	28,27
150	37,5	5	39,0	2,041	13,965	- 62,50
150	37,5	10	39,0	2,011	14,725	- 68,15

\*M = mil.

Observa-se que, de uma forma geral, em todos os casos estudados ocorre um aumento da fração recuperada. Observa-se um aumento na fração recuperada de 13,1 % no caso da produção

primária, para 48,7 % no caso de aquecimento com a temperatura de fundo de 150 °C e potência aplicada por poço de 37,5 kVA. Observa-se também um aumento na fração recuperada de 13,1 % (produção primária) para 42,5 % no caso de aquecimento com a temperatura de fundo de 120 °C, potência aplicada de 25 kVA e  $Q_{inj} = 2 \text{ m}^3/\text{d}$ .

Para os casos em que a temperatura de fundo ( $T_f$ ) e a potência (Pot) foram fixadas enquanto a vazão de água injetada ( $Q_{inj}$ ) variava, pôde-se avaliar o efeito da injeção de água. Os casos referidos são: 1) os sem aquecimento e  $Q_{inj}$  iguais a 0  $\text{m}^3/\text{d}$ , 2  $\text{m}^3/\text{d}$ , 5  $\text{m}^3/\text{d}$  e 10  $\text{m}^3/\text{d}$ ; 2) os de  $T_f = 120 \text{ °C}$ , Pot = 25 kVA e  $Q_{inj}$  iguais a 0  $\text{m}^3/\text{d}$  e 2  $\text{m}^3/\text{d}$  e 3) os de  $T_f = 150 \text{ °C}$  e Pot = 37,5 kVA e  $Q_{inj}$  iguais a 0  $\text{m}^3/\text{d}$ ; 5  $\text{m}^3/\text{d}$  e 10  $\text{m}^3/\text{d}$ . Observa-se que, para as vazões baixas há aumentos da produção acumulada de óleo, da fração recuperada e também da produção de água. Porém, a produção adicional de óleo compensa os custos adicionais de tratamento de água e, conseqüentemente, o valor líquido presente (VPL) do projeto aumenta. Para a maior vazão de injeção estudada ( $Q_{inj} = 10 \text{ m}^3/\text{d}$ ), a quantidade de água produzida reduz a produção, implicando em uma menor produção acumulada de óleo e uma maior produção acumulada de água. Este fato leva a uma diminuição do VPL, ou seja, menor interesse econômico do projeto. Portanto, para o caso estudado de óleo muito viscoso (viscosidade próxima de 5.000 cp), a injeção de água pode então beneficiar a produção de óleo desde que sejam mantidas vazões baixas de injeção. Fisicamente este fenômeno é justificado pela menor mobilidade da fase óleo, em relação à fase água deslocante. Com isto, há uma canalização de água (*viscous fingering*) em direção ao(s) poço(s) produtor(es) e, conseqüentemente, uma menor eficiência de varrido do processo de injeção de água.

Para avaliar o efeito do aquecimento eletromagnético foram observados os casos em que não foi injetada água enquanto a temperatura de fundo e a potência variavam. Observou-se um aumento da fração recuperada de 13,1 % (produção primária) para: 1) 33,1 % ( $T_f = 120 \text{ °C}$  e Pot = 25 kVA); 2) 33,8 % ( $T_f = 150 \text{ °C}$  e 25 kVA) e 3) 48,7 % ( $T_f = 150 \text{ °C}$  e 37,5 kVA). Com o aumento da produção de óleo, ocorre também um aumento da produção de água, porém o adicional produzido de óleo compensa o custo de tratamento da água produzida e isso resulta num aumento do VPL.

A partir destes resultados pode-se concluir que no caso do projeto de Fazenda Belém, o efeito do aquecimento eletromagnético na recuperação suplementar de petróleo é mais acentuado do

---

*Renuka Natalie Manichand, abril/2002*

que o efeito apenas da injeção de água. Isso se explica pelo fato que o óleo do campo de Fazenda Belém ser um óleo bastante viscoso e, conseqüentemente, a variação de temperatura sofrida pelo óleo tem como efeito uma redução substancial na sua viscosidade. Este fenômeno é tanto mais importante quanto maior for a viscosidade do óleo, evidenciada pela equação (2.5). Como explicado anteriormente, por ser um óleo mais viscoso, a água injetada não consegue deslocar o óleo com muita eficiência em direção aos poços produtores, portanto as vazões devem ser mantidas baixas.

As Figuras 5.11 a 5.13 ilustram os valores de retorno do investimento para os três casos estudados que apresentaram maior VPL, utilizando nestas simulações, os valores mais prováveis de receitas e despesas.

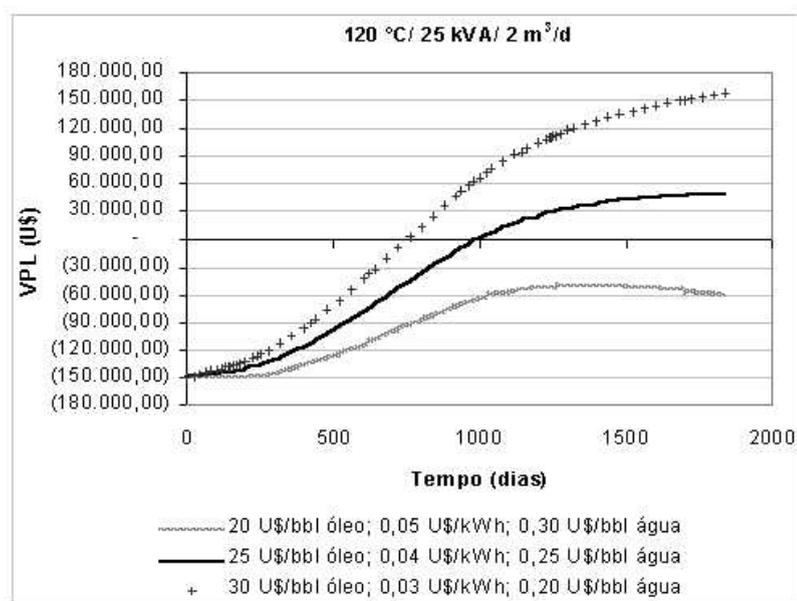


Figura 5.11. Valores de VPL para  $T_f = 120\text{ °C}$ ; Pot. = 25 kVA e  $Q_{inj} = 2\text{ m}^3/\text{d}$  para FZB.

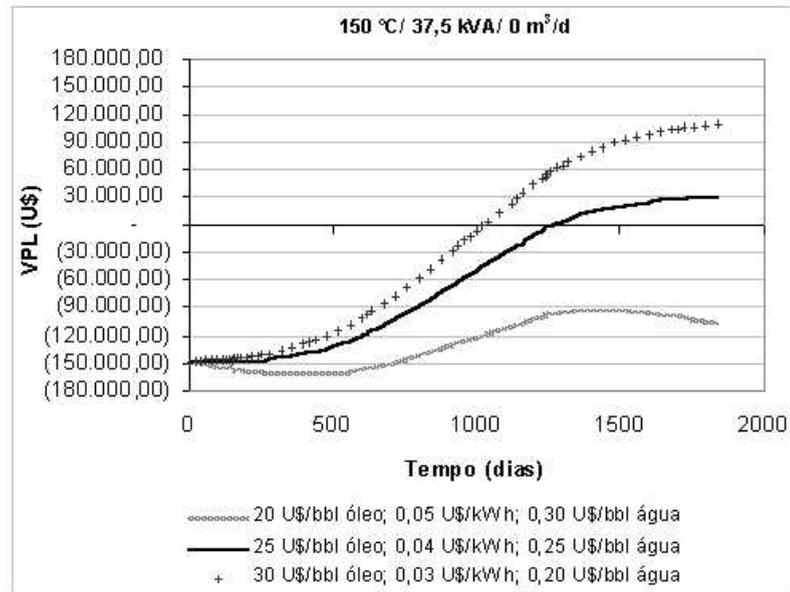


Figura 5.12. Valores de VPL para  $T_f = 150\text{ °C}$ ; Pot. = 37,5 kVA e  $Q_{inj} = 0\text{ m}^3/\text{d}$  para FZB.

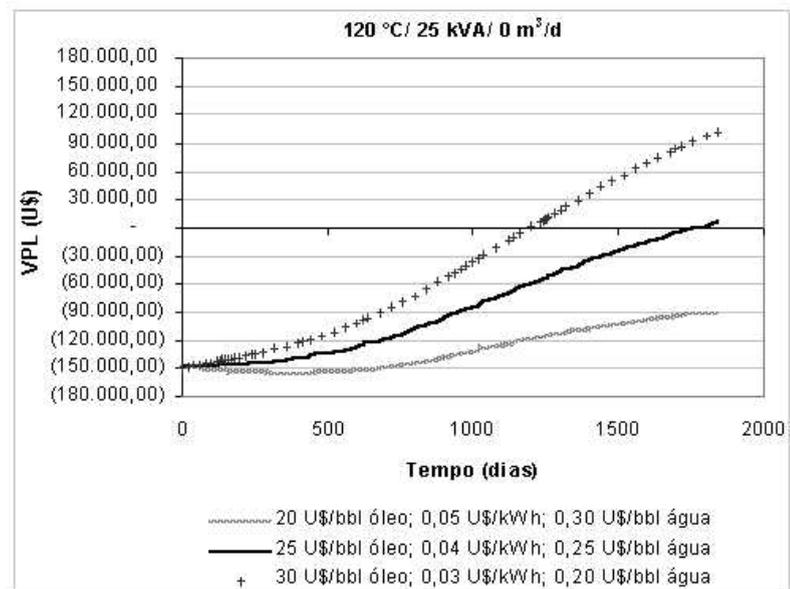


Figura 5.13. Valores de VPL para  $T_f = 120\text{ °C}$ ; Pot. = 25 kVA e  $Q_{inj} = 0\text{ m}^3/\text{d}$  para FZB.

A partir das figuras 5.11 a 5.13 observa-se que, dependendo do cenário de preços do petróleo no mercado, do custo de energia elétrica e do custo de tratamento da água produzida, o

projeto de aquecimento eletromagnético de FZB pode ou não ser atraente (apresentar VPL positivo).

## 5.2 – Projeto Piloto de Canto do Amaro

Para o projeto de aquecimento eletromagnético no campo de Canto do Amaro, no qual a zona estudada apresenta uma viscosidade de aproximadamente 30 cp, os casos estudados e os resultados da simulação mostram a produção diária e acumulada de óleo e água (Figuras 5.14 a 5.17) para os respectivos níveis de temperatura, potência elétrica injetada por poço e vazão de água injetada por poço.

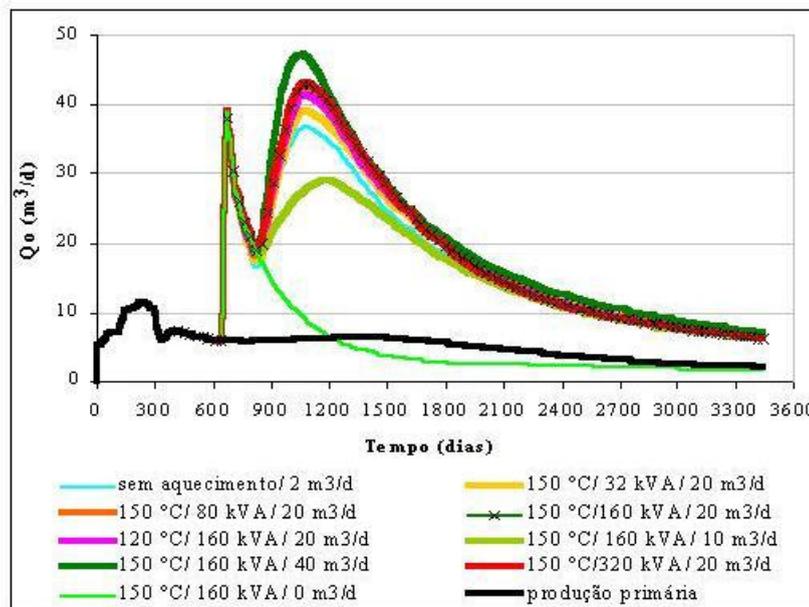


Figura 5.14. Produção diária de óleo/CAM.

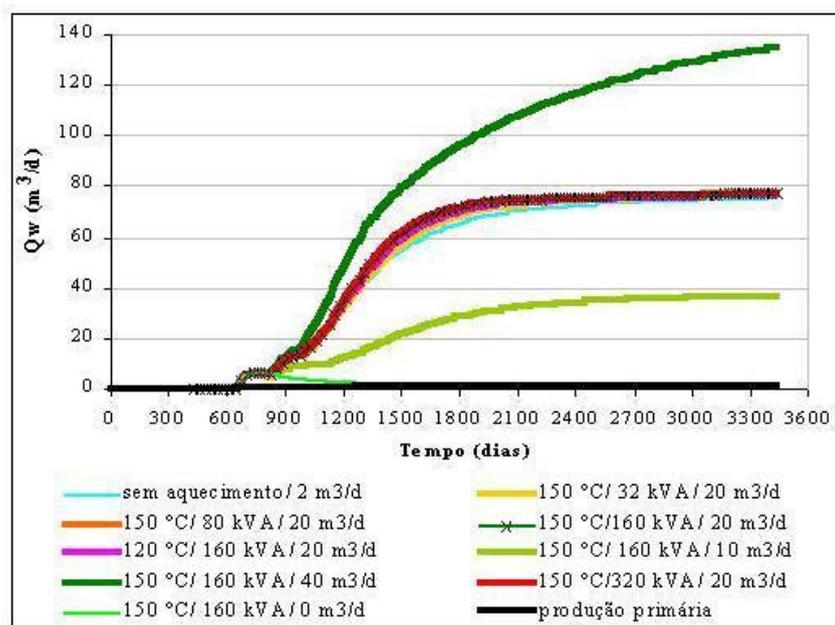


Figura 5.15. Produção diária de água/CAM.

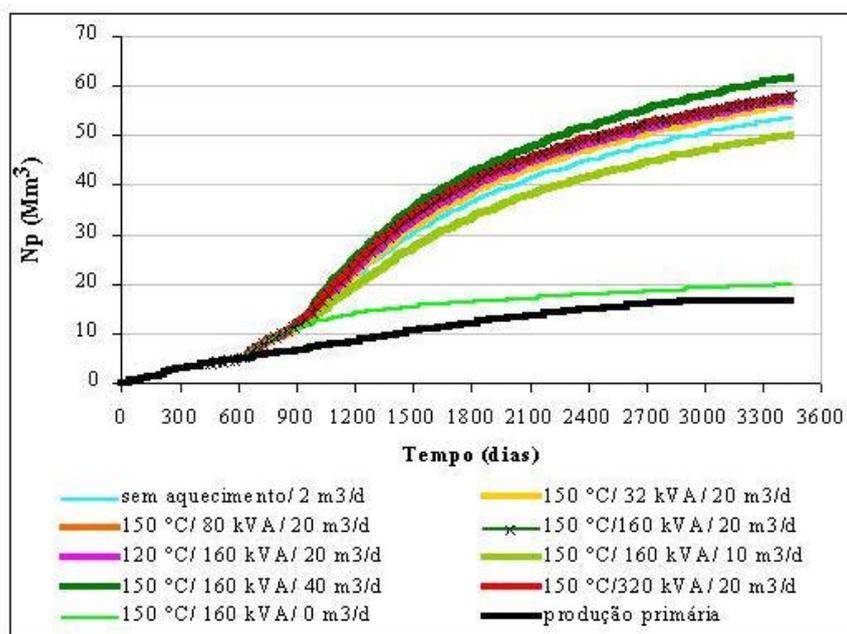


Figura 5.16. Produção acumulada de óleo/CAM.

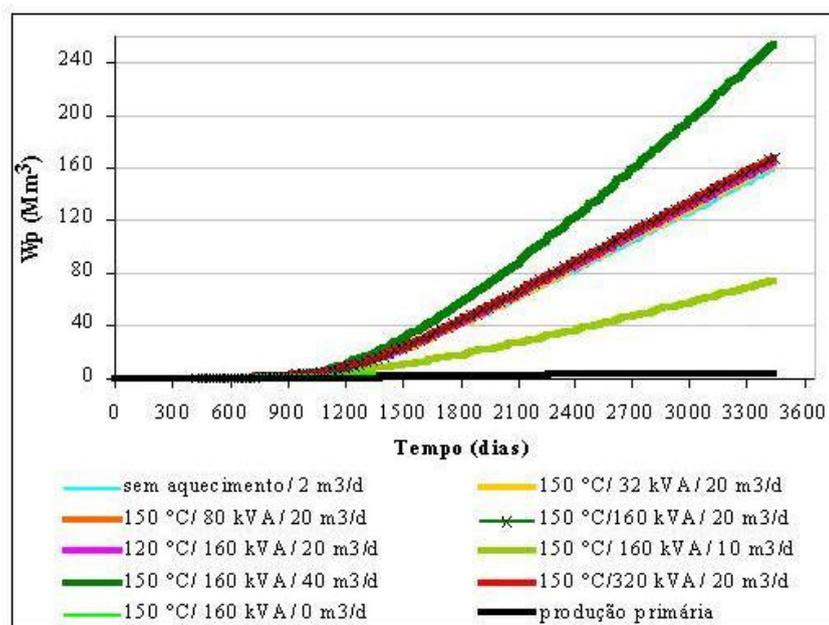


Figura 5.17. Produção acumulada de água/CAM.

Observe na Figura 5.14 que o aquecimento eletromagnético foi iniciado após 640 dias o que ficou evidenciado pelo primeiro pico nas curvas de produção diária de óleo. Após 850 dias foi iniciada a injeção de água, evidenciada pelo segundo pico nas curvas de produção diária de óleo. A influência do aquecimento eletromagnético fica evidenciada pelo deslocamento das curvas de produção de óleo ( $Q_o$ ) e de produção acumulada ( $N_p$ ) em relação ao caso de produções primárias (curvas em preto). A influência da injeção de água fica evidenciada pela antecipação da produção (deslocamento das curvas para a esquerda em relação aos casos com injeção apenas, sem aquecimento). O efeito da injeção de água proporciona, neste caso estudado, um maior ganho na produção.

A Tabela 5.2 mostra os resultados de fração recuperada ( $fr$ ), produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) e de água ( $W_p$ ), e o valor presente líquido (VPL) para os casos estudados de CAM. Para esse cálculo do valor presente líquido, no fim do período de observação foram mantidos os valores mais prováveis de receita (preço do petróleo de 25 U\$/bbl) e despesas (custo de instalação do projeto  $C_{instal} = 500.000$  U\$; custo de energia elétrica  $C_{energia} = 0,04$  U\$/kWh e custo de tratamento da água produzida  $C_{água} = 0,25$  U\$/bbl de água tratada).

Tabela 5.2. Resultados de fr, Np, Wp e VPL para todos os casos estudados de CAM.

<b>T<sub>f</sub></b> (°C)	<b>Pot.</b> (kVA/poço)	<b>Q inj</b> (m <sup>3</sup> /d)	<b>fr</b> (%)	<b>Np</b> (Mm <sup>3</sup> )*	<b>Wp</b> (Mm <sup>3</sup> )*	<b>VPL</b> (MMU\$)*
48	0	0	8,39	17,70	4,15	2,28
48	0	20	25,35	53,50	158,80	7,68
120	160	20	26,99	56,96	165,33	6,52
150	160	0	9,39	19,81	4,56	0,92
150	160	10	23,67	49,95	74,32	5,56
150	160	20	27,39	57,79	167,83	6,65
150	160	40	29,21	61,63	254,52	7,12
150	32	20	26,60	56,13	163,23	7,75
150	80	20	27,25	57,50	166,95	7,45
150	320	20	27,42	57,87	168,10	4,97

\*M = mil; MM = milhão.

Observa-se que, de uma forma geral, em todos os casos estudados ocorre um aumento da fração recuperada. Observa-se o maior aumento na fração recuperada, passando de 8,39 % (produção primária) para 29,21 % (caso de aquecimento com a temperatura de fundo de 150 °C, potência aplicada por poço de 160 kVA e uma vazão de injeção por poço de 40 m<sup>3</sup>/d).

Observe-se também um grande aumento na fração recuperada, passando para valores em torno de 27 % para os três casos em que a temperatura de fundo e a vazão de injeção foram fixadas em 150°C e 20 m<sup>3</sup>/d, respectivamente, enquanto a potência aplicada por poço foi de 80 kVA, 160 kVA e 320 kVA. Neste caso onde não há diferença considerável nas frações recuperadas, a análise econômica determinará qual é o caso onde o VPL é maior. Com o aumento da potência, não só aumentou a produção acumulada de óleo, como também a produção acumulada de água. Esses fatores fizeram com que o VPL diminuísse com o aumento da potência aplicada, pois teve um aumento do custo de energia e do custo de tratamento de água produzida que não foram

compensados por uma produção adicional suficiente de óleo, e conseqüentemente, uma maior receita. Portanto, a decisão do melhor caso tem que estar atrelada não só ao aumento do fator de recuperação do método, mas também a análise econômica do projeto.

Observa-se um aumento da fração recuperada de 9,39 % para 23,67 %; 27,39 % e 29,21 % para os casos em que a temperatura de fundo e a potência aplicada foram fixadas em 150 °C e 60 kVA, respectivamente, enquanto as vazões de água injetada foram de 0 m<sup>3</sup>/d, para 10 m<sup>3</sup>/d, 20 m<sup>3</sup>/d e 40 m<sup>3</sup>/d, respectivamente. A produção acumulada de água aumenta com o aumento da quantidade de água injetada o que era de se esperar, porém o VPL aumentou também com o aumento da vazão de água injetada. Isto porque a produção adicional de óleo foi o suficiente para compensar o custo adicional do tratamento da água produzida. Portanto pode-se dizer que o aumento da vazão de água injetada resultou em um maior VPL do projeto.

Daí pode-se concluir que no caso do campo de Canto do Amaro, o efeito da injeção de água é mais acentuado do que apenas o efeito do aquecimento eletromagnético. Isso se explica pelo fato que o óleo do CAM é um óleo menos viscoso e, conseqüentemente, a influência da variação da temperatura na redução da viscosidade do óleo é menor. Por ser um óleo menos viscoso a água injetada consegue deslocar o óleo com mais eficiência em direção aos poços produtores, resultando em uma melhor eficiência de varrido.

As Figuras 5.18 a 5.21 ilustram os valores de retorno do investimento para os quatro casos estudados que apresentaram maior VPL, utilizando nestas simulações, os valores mais prováveis de receitas e despesas.

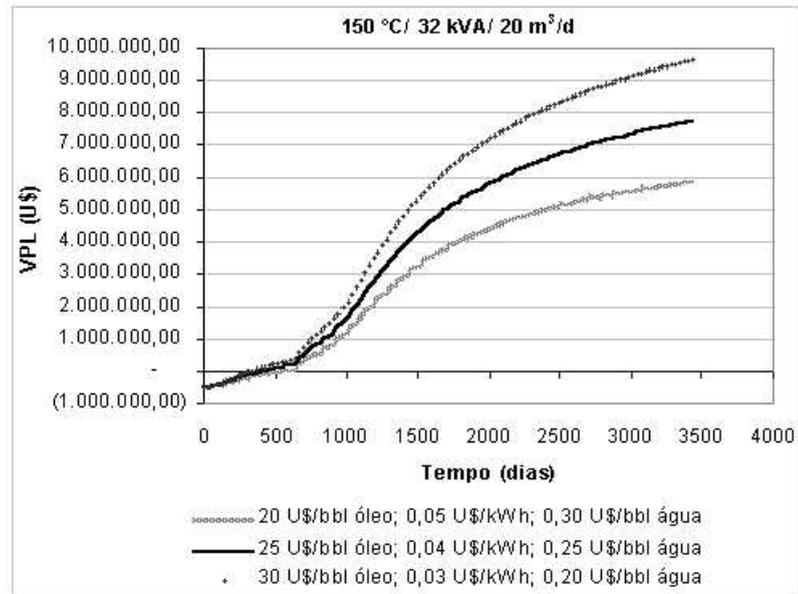


Figura 5.18. Valores de VPL para  $T_f = 150\text{ °C}$ ; Pot. = 32 kVA e  $Q_{inj} = 20\text{ m}^3/\text{d}$  para CAM.

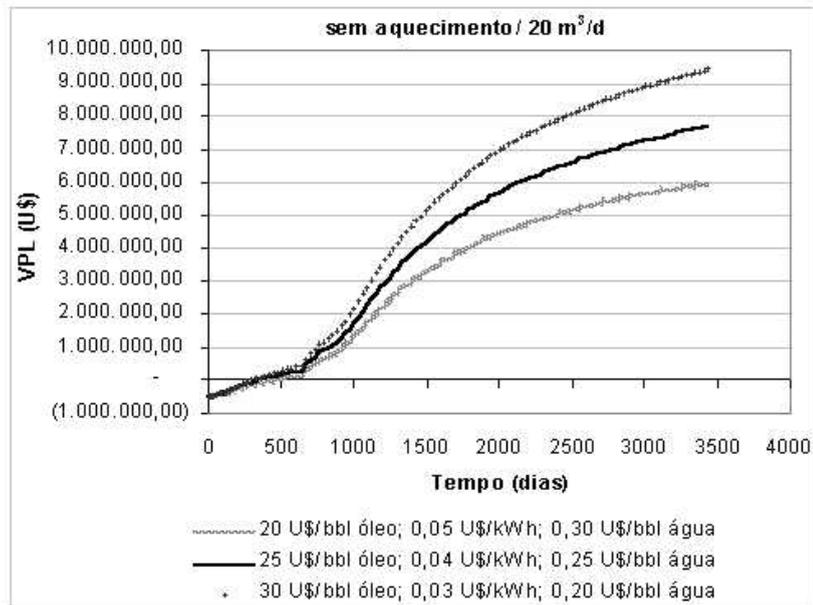


Figura 5.19. Valores de VPL para o caso sem aquecimento e  $Q_{inj} = 20\text{ m}^3/\text{d}$  para CAM.

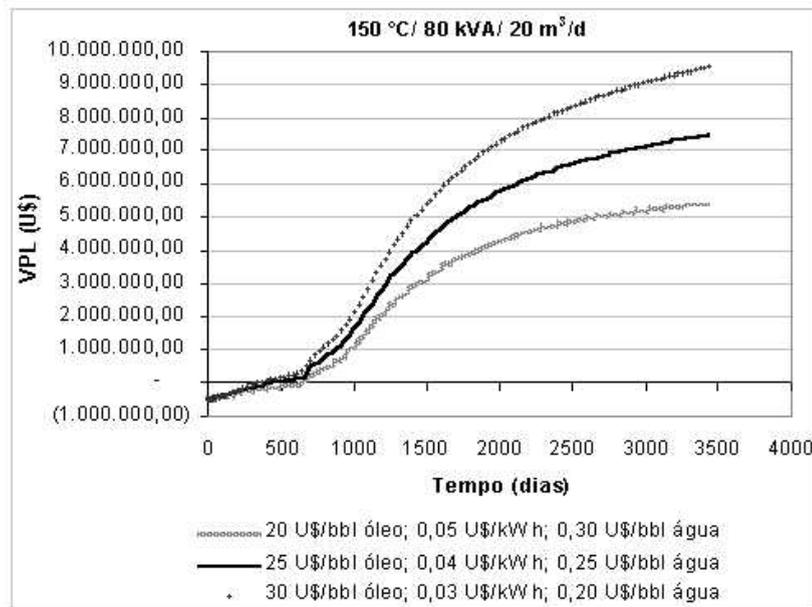


Figura 5.20. Valores de VPL para  $T_f = 150\text{ °C}$ ; Pot. = 80 kVA e  $Q_{inj} = 20\text{ m}^3/\text{d}$  para CAM.

Observa-se que a maior fração recuperada não implica necessariamente num maior valor presente líquido. Isto porque há casos em que se consegue aumentar a fração recuperada, porém com um maior custo de produção o que leva a um menor VPL. Um maior custo de produção pode ser devido ao custo de tratamento de uma produção excessiva de água, ou ainda devido à necessidade de aplicação de uma maior quantidade de energia elétrica o que eleva o custo de energia fornecida ao sistema. O fato de conseguir obter um fator de recuperação maior é tecnicamente interessante, porém para a análise econômica leva-se em consideração o caso que proporcionar o maior valor presente líquido, tendo este a maior fração recuperada ou não. Esta é uma ferramenta de gerenciamento de projetos de recuperação suplementar de petróleo muito útil nas tomadas de decisões.

---

## **Capítulo 6**

CONCLUSÕES

## 6 – Conclusões

Quanto à avaliação do desempenho técnico pode se concluir que o método de aquecimento eletromagnético não apresenta limitações em relação à viscosidade, profundidade, espessura da zona, temperatura, permeabilidade média, transmissibilidade, salinidade da água de formação, porosidade e saturação de óleo. Porém, algumas condições podem apresentar-se como ideais para a sua aplicação, tais como: quanto mais viscoso o óleo, melhor a eficiência do método, a temperatura pode ser qualquer desde que não ultrapasse a temperatura de ebulição da água nas condições de reservatório, uma maior a salinidade da água de formação favorece a condutividade elétrica, uma saturação de água não muito elevada para não prejudicar a viabilidade econômica do processo.

O aquecimento eletromagnético apresenta várias vantagens em relação aos métodos convencionais de recuperação térmica dentre dos quais podemos citar a sua aplicabilidade sem a injeção de qualquer outro fluido no reservatório, sua aplicabilidade em reservatórios argilosos ou com parafinas, além de não existir limitação quanto à profundidade.

Quanto à avaliação econômica pode se concluir que o aquecimento eletromagnético por si só reduz significativamente a viscosidade do óleo, aumentando assim sua mobilidade e a produtividade. Um substancial ganho econômico pode ocorrer com a antecipação da produção dos poços pela injeção associada de água. Os níveis deste ganho são condicionados ao tipo de petróleo ao qual deve ser aplicado o método. Os resultados obtidos tornam evidentes as vantagens do método do aquecimento eletromagnético com ou sem a injeção de água, favorecendo sua aplicação em campos terrestres ou marítimos.

---

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## Referências Bibliográficas

ABERNATHY, E.R. Production Increase of heavy oils by Eletromagnetic Heating. The Journal of Canadian Petroleum Technology, julho/ setembro 1976.

AZIZ, K. Petroleum Reservoir Simulation. Elsevier, New York, p. 8, 1985.

CHAMBRIARD, M. Aquecimento de reservatório de Petróleo através de Radiofrequência- um Método Térmico . 137p. Dissertação (Mestrado), UFRJ-COPPE, 1989.

COSTA, A. P. A. Desenvolvimento de um simulador térmico para recuperação de petróleos viscosos via aquecimento eletromagnético. Dissertação de Mestrado. PPGEQ/DEQ/UFRN - Natal, RN – Dezembro/1998.

CURSO DE ENGENHARIA ECONÔMICA - MATEMÁTICA FINANCEIRA E ANÁLISE DE INVESTIMENTOS - MÓDULO 1, PETROBRAS/SEREC/CEN-NOR – Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos Norte-Nordeste, Cap. 8, p. 113 – 132, 2000.

DA MATA, W. Récupération Assistée des Petroles Visqueux par Ondes Electromagnétiques. Tese de Doutorado. INPT-ENSEEIH – Toulouse – França, 1993a.

DA MATA, W. et al. Electromagnetic Energy for Heating Heavy-Oil Petroleum Reservoirs no III Congresso Internacional de Microondas, Proceedings Vol. II, pg. 729 a 734 - São Paulo - Brasil - 2 a 5 de agosto de 1993b.

DA MATA, W. et al. Récupération Assistée des Pétroles Visqueux par Ondes Electromagnétiques no Congresso Internacional OHD, Programa pg. 25 - Paris - França - 1 a 3 de setembro de 1993c.

DA MATA, W. et al. Aquecimento Eletromagnético para Recuperação de Petróleo: Um Caso Prático, 5º Congresso Brasileiro de Petróleo, Programa pg. 43 Rio de Janeiro - Brasil - 16 a 20 de outubro de 1994.

DA MATA, W. A Dipole Antenna for Heating Viscous Oils Reservoirs, Progress in Electromagnetics Research Symposium - PIERS 96, Innsbruck - Áustria, 8 a 12 de julho de 1996.

DA MATA, W. Present and Potential Applications of Electromagnetic Heating in the Petroleum Industry, artigo convidado para apresentação no First World Congress - Microwave Processing, Lake Buena Vista - Florida - USA, 05 a 10 de janeiro de 1997a.

DA MATA, W. et al. Calentamiento Eletromagnético para Recuperación de Petróleo: un Caso Práctico, Revista Internacional Información Tecnológica - Vol. 8 N° 2, pg. 67 a 72 – CIT – Centro de Información Tecnológica, 1997b.

DA MATA, W. An Overview of the RF Heating Process in the Petroleum Industry, International Microwave and Optoelectronics Congress - Natal - RN – Brasil, 11 a 14 de agosto de 1997c.

DA MATA, W. et al. Electromagnetic Field of an Asymmetrically Driven Dipole Antenna for Heating Dissipative Media, 1998 IEEE AP/MTT/ED/AES-SS International Conference on Mathematical Methods in Electromagnetic Theory – Kharkov – Ukraine, 2 a 5 de junho de 1998a.

DA MATA, W. et al. Modelagem e Simulação de Antenas Isoladas Aplicadas ao Aquecimento Eletromagnético de Meios Dissipativos, VIII Simpósio Brasileiro de Microondas e Optoeletrônica – Joinville - SC – Brasil, 13 a 15 de julho de 1998b.

DA MATA, W. et al. Numerical Simulation of Electromagnetic Heating for Recovering Viscous Petroleum Reservoir, CHISA'98 – International Congress of Chemical and Process Engineering, CD P5.147 – Praga – República Tcheca, 23 a 28 de agosto de 1998c.

DA MATA, W. Estudo do Fenômeno de Aquecimento Eletromagnético com Auxílio do Simulador Térmico STARS: Uma Aplicação no Campo de Fazenda Belém, II Seminário de Reservas e Reservatórios (II SRR) promovido pela Petrobras - Rio de Janeiro – 24 a 28 de agosto de 1998d.

DA MATA, W. Avaliação Final do Piloto de Aquecimento Eletromagnético no Campo de Rio Panon, V Seminário Técnico do PRAVAP (Projetos de Recuperação Avançadas de Petróleo) promovido pela Petrobras - Rio de Janeiro – 19 a 21 de outubro de 1998e.

DA MATA, W. et al. Numerical Simulation of Electromagnetic Field of na Asymmetrically Center-Driven Dipole Antenna for Heating Purposes, Progress in Electromagnetics Research Symposium - PIERS 99, Taipei - Taiwan, 22 a 26 de março de 1999a.

DA MATA, W. et al. Numerical Simulation of Electromagnetic Heating Process for Recovering Viscous Petroleum in Porous Media, II EMPROMER – II Congresso de Engenharia de Processos do Mercosul, – Florianópolis - SC – Brasil, 30 de agosto a 02 de setembro de 1999b.

DA MATA, W. et al., Evolutions of Reservoir Electrical Heating – New Promise in Field Applications, 16<sup>th</sup> World Petroleum Congress, Calgary – Canadá, 11 a 15 de junho de 2000.

DA MATA, W. et al., Recovering Petroleum Reservoirs by Electromagnetic Heating Process Combined with Water Injection, Fifth Italian Conference on Chemical and Process Engineering – Icheap5-2001, Florence – Italy, May 14th to 17<sup>th</sup>, 2001a.

DA MATA, W. et al., Electromagnetic Heating Process Combined with Water Displacement for Recovering Petroleum Reservoirs – A New Concept, Canadian International Petroleum Conference – CIPC2001: The Energy Odyssey, Calgary – Canadá, 12 a 14 de junho de 2001b.

DA MATA, W. et al., Electromagnetic Heating Process Combined with Water Injection for Recovering Petroleum Reservoirs, 6<sup>th</sup> World Congress of Chemical Engineering – 6<sup>th</sup> WCCE, Melbourne – Austrália, september 23th to 27<sup>th</sup>, 2001c.

DUTRA, T. V. Desenvolvimento de um simulador térmico para injeção cíclica de vapor. Dissertação de Mestrado, Engenharia de Petróleo, UFGO, 1987.

FAROUQ ALI, S. M., Oil Recovery by steam injection. Bradford, Pennsylvania, Producers Publishing Company, Inc., 122p, 1970.

FISHER, S.T. Processing of Solid Fuel Deposits by Electrical Induction Heating. IEEE Transactions of Industrial Electronics and Control Instrumentation, February, IECI - 27, n° 1, 1980.

GILL. W. The Electromagnetic System for Enhanced Oil Recovery. The Future of Heavy Crude and Tar Sands. capítulo 52, 1986.

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

LACERDA, J. A. Curso de Métodos Térmicos Analíticos, E&P-RNCE/GERET/GEREV-II, p. 1-6, Natal, outubro, 2000.

LJUNGSTRON F. Skifferoliljefragen-Gamla Och Nya Sgnpumker Tekuisk. Tidshrisft. Jan., 1951.

MANUAL DE ESPECIFICAÇÃO DE ÁGUA DE INJEÇÃO, Petrobrás – fev. 1998.

PRATS, M., Thermal Recovery. SPE Monograph Series, 7v, SPE AIME, Dallas, 1982.

PIZARRO, J.O, S. Simulação Numérica do Método de Recuperação de Petróleo por Aquecimento Elétrico. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 21 de março 1989.

SANTOS, V. P., "Manual VPS de Elaboração de Projetos", [http://www.vps.com.br/textos/projetos\\_vpl.htm](http://www.vps.com.br/textos/projetos_vpl.htm), dez. 2001.

SILVA F.; T.B e CURSINO D.F.S. Aquecimento de Reservatórios através de ondas eletromagnéticas. Resultados do teste no poço 7-RP-96-RN III Seminário de Engenharia de Reservatórios, 1988.

TODD, T.C; HOWELL,E.P. Numerical Simulation of In Situ Electrical Heating to increase Oil Mobility. Journal of Canadian Petroleum Technology. Abril/junho 1985.

TOWSON, D.E. The Electric Pre-Heat Recovery Process. The Future of heavy Crude and Tar sands, Chapter 45, 1986.

## **Trabalhos Publicados decorrentes desta dissertação**

*Análise do Desempenho do Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Reservatórios de Petróleo no 1º WORKSHOP DOS PROGRAMAS DE RECURSOS HUMANOS DA ANP – UFRN PARA O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS – Natal/RN, abril de 2001.*

*Recovering Petroleum Reservoirs by Electromagnetic Heating Process Combined with Water Injection, Fifth Italian Conference on Chemical and Process Engineering – Icheap5-2001, Florence – Italy, May 14<sup>th</sup> to 17<sup>th</sup>, 2001.*

*Electromagnetic Heating Process Combined with Water Injection for Recovering Petroleum Reservoirs, 6<sup>th</sup> World Congress of Chemical Engineering – 6<sup>th</sup> WCCE, Melbourne – Austrália, september 23<sup>th</sup> to 27<sup>th</sup>, 2001.*

*Avaliação da Injeção de Água Associada ao aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Petróleo, I Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Natal – RN, 26 a 28 de novembro, 2001.*

*Aquecimento Eletromagnético com Injeção Associada de Água como Método de Recuperação Avançada de Petróleos Viscosos, COBEQ 2002 – Natal/RN, 25 a 28 de agosto, 2002.*