



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE PETRÓLEO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTUDO PARAMÉTRICO DA RECUPERAÇÃO
DE PETRÓLEO PESADO POR
AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICO RESISTIVO

HENRIQUE JOSÉ MENDES DE OLIVEIRA

Orientadores:

Dr. Wilson da Mata

Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, Dezembro de 2009

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

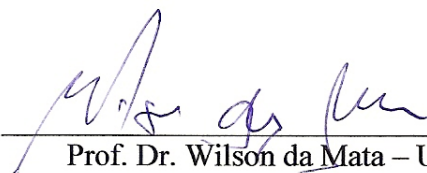
Milhares de livros grátis para download.

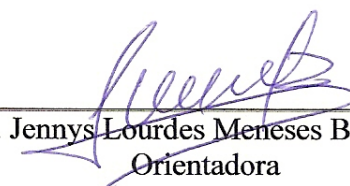
HENRIQUE JOSÉ MENDES DE OLIVEIRA

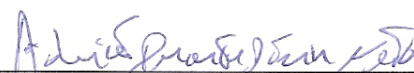
**ESTUDO PARAMÉTRICO DA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO
PESADO POR AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICO RESISTIVO**

*Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Ciência e
Engenharia de Petróleo - PPGCEP da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
pré-requisito parcial para obtenção do título de
mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.*

Aprovado em 18 de Dezembro de 2009.


Prof. Dr. Wilson da Mata – UFRN
Orientador


Prof.ª Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas – UFRN
Orientadora


Prof. Dr. Adrião Duarte Dória Neto – UFRN
Membro externo


Prof. Ph. D. Osvalir Vidal Trevisan – UNICAMP
Membro externo

OLIVEIRA, Henrique José Mendes de – Estudo Paramétrico da Recuperação de Petróleo Pesado por Aquecimento Eletromagnético Resistivo. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal – RN, Brasil.

Orientadores: Prof. Dr. Wilson da Mata e Prof^a. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

O Aquecimento Elétrico Resistivo (AER) é um método térmico usado para aumentar a recuperação de petróleo. Este aumenta a vazão de óleo e conseqüentemente a recuperação de petróleo devido ao aumento de temperatura promovida pela passagem de corrente elétrica na zona de interesse. O AER tem algumas vantagens sobre métodos térmicos conhecidos, como injeção contínua de vapor, por apresentar baixa produção de água, podendo ser aplicado a reservatórios com diversas características e diversas condições iniciais. Um software comercial foi usado para testar vários casos usando um reservatório homogêneo semi-sintético com algumas características encontradas em reservatório da bacia sedimentar do Nordeste Brasileiro. Foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório, tais como: espessura da zona de óleo, presenças de capa de gás e de aquífero e saturação de óleo, na recuperação de óleo e consumo de energia elétrica. Vários casos foram testados usando variáveis elétricas consideradas mais importantes no processo, tais como: tensão, configurações elétricas e posições dos eletrodos. Os resultados mostram que os parâmetros de reservatório foram significativos no sentido de aumentar a recuperação de óleo e a demanda de energia em cada reservatório. Os parâmetros mais significativos na recuperação de óleo e no consumo de energia foram: a espessura da zona de óleo, presenças de capa de gás e de aquífero, as configurações elétricas e a posição dos eletrodos. Fatores como: saturação irreduzível de água, salinidade da água e a permeabilidade relativa da água na saturação residual de óleo tiveram pouca influência na recuperação de óleo, mas tiveram uma influência maior na demanda de energia. Foi possível otimizar o consumo de energia com a recuperação de óleo usando as variáveis elétricas. Estas aplicações podem ser estendidas para reservatórios de óleo pesado e de grande profundidade, como em campos marítimos (offshore), onde atualmente não é possível o uso de métodos térmicos convencionais de recuperação, como a injeção de vapor.

Palavras-chave: Aquecimento Elétrico, AER, IOR, Simulação de Reservatórios, Métodos Térmicos, Óleos Pesados.

ABSTRACT

Electrical resistive heating (ERH) is a thermal method used to improve oil recovery. It can increase oil rate and oil recovery due to temperature increase caused by electrical current passage through oil zone. ERH has some advantage compared with well-known thermal methods such as continuous steam flood, presenting low-water production. This method can be applied to reservoirs with different characteristics and initial reservoir conditions. Commercial software was used to test several cases using a semi-synthetic homogeneous reservoir with some characteristics as found in northeast Brazilian basins. It was realized a sensitivity analysis of some reservoir parameters, such as: oil zone, aquifer presence, gas cap presence and oil saturation on oil recovery and energy consumption. Then it was tested several cases studying the electrical variables considered more important in the process, such as: voltage, electrical configurations and electrodes positions. Energy optimization by electrodes voltage levels changes and electrical settings modify the intensity and the electrical current distribution in oil zone and, consequently, their influences in reservoir temperature reached at some regions. Results show which reservoir parameters were significant in order to improve oil recovery and energy requirement in for each reservoir. Most significant parameters on oil recovery and electrical energy delivered were oil thickness, presence of aquifer, presence of gas cap, voltage, electrical configuration and electrodes positions. Factors such as: connate water, water salinity and relative permeability to water at irreducible oil saturation had low influence on oil recovery but had some influence in energy requirements. It was possible to optimize energy consumption and oil recovery by electrical variables. Energy requirements can decrease by changing electrodes voltages during the process. This application can be extended to heavy oil reservoirs of high depth, such as offshore fields, where nowadays it is not applicable any conventional thermal process such as steam flooding.

Keywords: Electrical Heating, ERH, IOR, Reservoir Simulation, Thermal Recovery, Heavy Oil.

Dedicatória

Aos meus pais,

Sr. Antônio de Pádua de Oliveira e a

Sra. Maria de Fátima Mendes de Oliveira,

e aos meus irmãos,

Antônio de Pádua de Oliveira Júnior e

Alysson Mendes de Oliveira,

por todo o apoio das mais diversas formas, até os dias atuais.

Agradecimentos

Agradeço aos meus orientadores, o Prof. *Dr. Wilson da Mata* e a Prof^ª. *Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas*, pela orientação e por todos os esforços e tempo dedicados, de forma a contribuir no sentido de realizar e melhorar este trabalho;

Agradeço aos meus colegas no mestrado;

A todos que por ventura vieram a contribuir para o conteúdo deste trabalho, em especial, o Prof. *Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior*;

A todos os professores do *Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo e Gás Natural* da UFRN;

Agradeço à UFRN e ao LEAP pela estrutura e à Petrobras pelo apoio financeiro.

ÍNDICE

Capítulo I – Introdução

1	Introdução Geral	2
---	------------------------	---

Capítulo II – Aspectos Teóricos

2	Aspectos Teóricos	6
2.1	Métodos de Recuperação Avançada (IOR).....	6
2.1.1	Métodos Térmicos	6
2.1.1.1	Combustão “ <i>In Situ</i> ”	7
2.1.1.2	Aquecimento Eletromagnético	8
2.2	Formas de Aquecimento Eletromagnético.....	8
2.2.1	Aquecimento Eletromagnético Resistivo	9
2.2.2	Aquecimento Eletromagnético por Onda (Radiação).....	9
2.2.3	Aquecimento Eletromagnético por Indução	10
2.3	Resistividade em Reservatórios	10
2.4	Planejamento e otimização de experimentos	11

Capítulo III – Estado da Arte

3	Estado da Arte	14
---	----------------------	----

Capítulo IV – Materiais e Métodos

4	Materiais e Métodos	20
4.1	Simulador Computacional	20
4.2	Simuladores da CMG.....	20
4.2.1	Programa <i>WinProp</i>	21
4.2.2	Programa <i>STARS</i>	21
4.3	Modelagem Base.....	22
4.3.1	Características dos Fluidos do Reservatório do Modelo Base	22
4.3.2	Características do Reservatório do Modelo Base	23

4.4	Características operacionais do Modelo Base.....	25
4.5	Refinamento.....	25
4.5.1	Parâmetros de convergência elétrica	26
4.5.2	Malha cartesiana.....	28
4.6	Parâmetros de reservatório e operacionais analisados.....	31
4.6.1	Parâmetros de Reservatório.....	31
4.6.2	Configurações Elétricas.....	31
4.6.3	Parâmetros Operacionais (Elétricos).....	33
4.7	Fração Recuperada de Óleo	34
4.8	Produção Líquida Acumulada.....	35
4.9	Metodologia de trabalho	37

Capítulo V – Resultados e Discussões

5	Resultados e Discussões	39
5.1	Modelo Base	40
5.1.1	Produção de óleo e água.....	40
5.2	Análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório	42
5.3	Modelos de reservatórios estudados	52
5.3.1	Reservatórios de 10 metros de zona de óleo.....	52
5.3.2	Reservatórios de 20 metros de zona de óleo.....	55
5.3.3	Reservatórios de 30 metros de zona de óleo.....	57
5.3.4	Comparação entre os reservatórios de 10, 20 e 30 m de espessura para os diferentes sistemas.....	60
5.4	Estudo da distribuição das fases elétricas nos eletrodos.....	60
5.4.1	Fração recuperada de óleo por poço.....	66
5.4.2	Consumo de energia por poço	70
5.5	Diferentes Cronogramas de Tensão.....	71
5.6	Análise dos Parâmetros Elétricos Operacionais	75

5.7	Eficiência energética.....	90
5.8	Relação entre energia consumida e produção de óleo	93
5.8.1	Utilizando nível de tensão de 110 V.....	93
5.8.2	Utilizando nível de tensão de 82,5 V.....	95
5.8.3	Com nível de tensão em 55 V.....	98
5.9	Análise técnico-econômica através da produção líquida acumulada.....	100
5.9.1	Cenários da relação entre o preço do óleo e da energia (<i>ROE</i>).....	101
5.9.2	Produção líquida acumulada.....	101

Capítulo VI – Conclusões e Recomendações

6	Conclusões e Recomendações.....	107
---	---------------------------------	-----

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas.....	109
---------------------------------	-----

Apêndice A

A.	Modelo matemático usado pelo STARS	117
A.1	Equação da continuidade da corrente	118
A.2	Geração de calor por perdas ôhmicas	118
A.3	Condutividade elétrica	118
A.4	Equação da Conservação da Corrente.....	119
A.5	Condições de Contorno.....	120
A.6	Modo de fases	120
A.7	Geração de calor	120
A.8	Obstáculos operacionais elétricos.....	121

Apêndice B

Apêndice B.....	123	
B.	Resultados Complementares	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Viscosidade do óleo versus temperatura para três tipos de óleo.....	7
Figura 4.1. Permeabilidade relativa <i>versus</i> Saturação de água.....	24
Figura 4.2. Refinamento da malha.....	30
Figura 4.3. Localização dos poços e da tensão dos eletrodos.....	32
Figura 5.1. Produção acumulada e Vazão de Óleo para recuperação primária e AER-Base ...	41
Figura 5.2. Produção acumulada e Vazão de Água para recuperação primária e AER-Base ..	42
Figura 5.3. Influência dos parâmetros de reservatório na Fração Recuperada (FR) e no consumo de Energia	49
Figura 5.4. Superfícies de Respostas da Fração Recuperada e do consumo de Energia envolvendo a zona de óleo, ZO, a capa de gás CAP e o aquífero, AQ, para 20 anos	51
Figura 5.5. Vazão de Óleo em reservatórios de 10 m de ZO	53
Figura 5.6. Produção acumulada de Óleo em reservatórios de 10 m de ZO	53
Figura 5.7. Consumo acumulado de Energia Elétrica em reservatórios de 10 m de ZO.....	54
Figura 5.8. Fração Recuperada de Óleo em reservatórios de 10 m de ZO.....	54
Figura 5.9. Vazão de Óleo em reservatórios de 20 m de ZO	55
Figura 5.10. Produção acumulada de Óleo em reservatórios de 20 m de ZO	55
Figura 5.11. Consumo acumulado de Energia Elétrica em reservatórios de 20 m de ZO.....	56
Figura 5.12. Fração Recuperada de Óleo em reservatórios de 20 m de ZO.....	57
Figura 5.13. Vazão de Óleo em reservatórios de 30 m de ZO	57
Figura 5.14. Produção acumulado de Óleo em reservatórios de 30 m de ZO.....	58
Figura 5.15. Acumulado de Energia Elétrica em reservatórios de 30 m de ZO.....	59
Figura 5.16. Fração Recuperada de Óleo em reservatórios de 30 m de ZO.....	59
Figura 5.17. Localização dos poços e da tensão dos eletrodos.....	61
Figura 5.18. Vazão de óleo para as configurações analisadas.....	62
Figura 5.19. Produção acumulada de Óleo para as configurações analisadas.....	63
Figura 5.20. Acumulado de Energia Elétrica das configurações analisadas	63
Figura 5.21. Fração Recuperada de Óleo VS. Energia Consumida.....	64
Figura 5.22. Perfis de temperatura após 5 anos de AER	65
Figura 5.23. Produção de óleo nos poços produtores 1 e 4	67
Figura 5.24. Produção de óleo nos poços produtores 2 e 3	68
Figura 5.25. Produção de óleo no poço produtor 5 (poço central)	69

Figura 5.26. Cronograma de Tensão	72
Figura 5.27. Produção acumulada de Óleo utilizando diferentes cronogramas de Tensão	73
Figura 5.28. Consumo acumulado de Energia Elétrica com o cronograma	74
Figura 5.29. Fração Recuperada de óleo VS. Energia com o cronograma.....	75
Figura 5.30. Diagramas de Pareto para FR e Energia	84
Figura 5.31. Superfícies de resposta da FR em 10 anos	87
Figura 5.32. Superfícies de resposta do consumo de Energia em 10 anos	89
Figura 5.33. Equivalência de produção de <i>Config01</i> e <i>Config04</i>	91
Figura 5.34. Equivalência de produção de <i>Config01</i> e <i>Config04</i>	92
Figura 5.35. Relações mais favoráveis de consumo de energia por volume adicional de Óleo	93
Figura 5.36. Relações menos favoráveis de consumo de energia por volume adicional de óleo	94
Figura 5.37. Relações mais favoráveis de energia por volume adicional de óleo.....	96
Figura 5.38. Relações menos favoráveis de energia por volume adicional de óleo.....	97
Figura 5.39. Relações mais favoráveis de energia por volume adicional de óleo.....	98
Figura 5.40. Relações menos favoráveis de energia por volume adicional de óleo.....	99
Figura 5.41. Produção líquida acumulada para Cen01 e Cen05.....	102
Figura 5.42. Produção líquida acumulada para Cen03.....	102
Figura 5.43. Produção líquida acumulada para Cen07.....	103
Figura 5.44. Produção líquida acumulada para cenário Cen01 e Cen05.....	104
Figura 5.45. Produção líquida acumulada para cenário Cen03	104
Figura 5.46. Produção líquida acumulada para cenário Cen07	105
Figura B.1. Demanda de energia para as configurações da secção 5.4.....	124
Figura B.2. Superfícies de Resposta para FR e Energia em 5 anos.....	125
Figura B.3. Superfícies de Resposta para FR e Energia em 15 anos.....	125
Figura B.4. Diagramas de Pareto sem interação dos principais fatores	126
Figura B.5. Superfícies de resposta do FR em 20 anos	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1. Fração molar do óleo	22
Tabela 4.2. Características dos componentes de água.....	23
Tabela 4.3. Características Iniciais do Reservatório.....	24
Tabela 4.4. Condições Operacionais no Processo AER	25
Tabela 4.5. Fatores multiplicadores de VOLSHF e VOLTOL.....	26
Tabela 4.6. Comparativo entre casos.....	27
Tabela 4.7. Dimensões do Modelo antes do Refinamento	28
Tabela 4.8. Seleção das dimensões escolhidas para a escolha do refinamento	28
Tabela 4.9. Comparativo entre casos.....	29
Tabela 4.10. Dimensões do Refinamento Base	29
Tabela 4.11. Parâmetros de reservatório	31
Tabela 4.12. Configurações da alimentação elétrica	33
Tabela 4.13. Parâmetros operacionais	33
Tabela 5.1. Parâmetros analisados e seus respectivos valores	43
Tabela 5.2. Reservatórios e respectivas características	44
Tabela 5.3. Valores do Estudo Paramétrico do Reservatório de 10 m de Zona de Óleo.....	45
Tabela 5.4. Valores do estudo paramétrico do reservatório de 20 m de zona de óleo	46
Tabela 5.5. Valores do Estudo Paramétrico do Reservatório de 30 m de Zona de Óleo.....	47
Tabela 5.6. Comparação entre os reservatórios de 10, 20 e 30 m de ZO.	60
Tabela 5.7. Configurações da alimentação elétrica	61
Tabela 5.8. Fração recuperada de óleo por poço	69
Tabela 5.9. Consumo de energia percentual por poço.....	70
Tabela 5.10. Parâmetros analisados e seus respectivos valores – Reservatório de 20 m	76
Tabela 5.11. Reservatório com Aquífero e 300 ppm de salinidade.....	77
Tabela 5.12. Reservatório com Capa de Gás e 300 ppm de salinidade.....	78
Tabela 5.13. Reservatório de Sem Capa de Gás e Aquífero e 300 ppm de salinidade.....	79
Tabela 5.14. Reservatório com Aquífero e 30 mil ppm de salinidade	80
Tabela 5.15. Reservatório com Capa de Gás e 30 mil ppm de salinidade.....	81
Tabela 5.16. Reservatório de Sem Capa de Gás e Aquífero e 30 mil ppm de salinidade	82
Tabela 5.17. Comparação de FR com consumo de Energia.....	90
Tabela 5.18. Média das relações Energia/Volume	95

Tabela 5.19. Média das relações Energia/Volume	97
Tabela 5.20. Média das relações Energia/Volume	100
Tabela 5.21. Cenários de custos considerados na análise de produção líquida acumulada ...	101

LISTA DE SÍMBOLOS

\vec{A}	vetor potencial magnético	(V.m ⁻¹ .rad.s ⁻¹)
\vec{B}	fasor complexo associado ao vetor indução magnética	(Tesla)
c_p	calor específico equivalente do sistema petróleo-água-rocha à pressão constante	(J.Kg ⁻¹ .°C ⁻¹)
c_{pa}	calor específico da água à pressão constante	(J.Kg ⁻¹ .°C ⁻¹)
c_{po}	calor específico do petróleo à pressão constante	(J.Kg ⁻¹ .°C ⁻¹)
\vec{D}	fasor complexo associado ao vetor indução elétrica	(C.m ⁻²)
\vec{E}	fasor complexo associado ao vetor campo elétrico	(V.m ⁻¹)
\vec{E}^*	conjugado do fasor complexo associado ao vetor campo elétrico	(V.m ⁻¹)
f	frequência	(Hz)
h	espessura da camada porosa	(m)
\vec{H}	fasor complexo associado ao campo magnético	(A.m ⁻¹)
I	intensidade de corrente elétrica	(A)
j	indicador de número imaginário puro	
\vec{J}	fasor complexo associado à densidade de corrente	(A.m ⁻²)
\vec{J}_c	fasor complexo associado à densidade de corrente de condução	(A.m ⁻²)
\vec{J}_d	fasor complexo associado à densidade de corrente de deslocamento	(A.m ⁻²)
\vec{J}_f	fasor complexo associado à densidade de corrente de fonte	(A.m ⁻²)
\vec{J}_r	fasor complexo associado à densidade de corrente de rotação	(A.m ⁻²)
K_a	permeabilidade total ao fluxo da fase água	(Darcy)
K_o	permeabilidade total ao fluxo da fase óleo	(Darcy)
P_a	pressão da fase água	(Pa)
P_e	potência dissipada por unidade de volume do meio	(W.m ⁻³)
P_o	pressão da fase óleo	(Pa)
r_e	raio externo do reservatório	(m)
S_a	saturação de água	
S_o	saturação de óleo	
t	tempo	(s)
T	temperatura de equilíbrio das fases óleo-água-rocha	(°C)
v_e	vetor velocidade superficial da fase água	(m.s ⁻¹)
v_o	vetor velocidade superficial da fase óleo	(m.s ⁻¹)
V	potencial elétrico	(V)
V_p	potencial elétrico no poço	(V)

Letras gregas

ε	permissividade complexa efetiva do meio	(F.m ⁻¹)
ε'	constante dielétrica do meio	(F.m ⁻¹)
ε''	constante de relaxação dipolar do meio	(F.m ⁻¹)
ε_0	constante dielétrica do vácuo (1/(36π10 ⁹))	(F.m ⁻¹)
ϕ	porosidade	
λ	condutividade térmica do meio poroso	(W.m ⁻¹ .°C ⁻¹)
μ	permeabilidade magnética do meio	(Kg.m.s ⁻² .A ⁻²)
μ_a	viscosidade dinâmica da água	(Kg.m ⁻¹ .s ⁻¹)
μ_o	viscosidade dinâmica do óleo	(Kg.m ⁻¹ .s ⁻¹)
π	constante (3,14159...)	
ρ_{ce}	densidade volumétrica de carga elétrica	(C.m ⁻³)
ρ_s	densidade equivalente do sistema óleo-água-rocha	(Kg.m ⁻³)
ρ_a	densidade da água	(Kg.m ⁻³)
ρ_o	densidade do óleo	(Kg.m ⁻³)
ρ	resistividade elétrica	(Ω.m)
σ	condutividade elétrica (iônica) do meio	(ohm.m) ⁻¹
σ	condutividade elétrica efetiva do meio	(ohm.m) ⁻¹
ω	pulsação (ou frequência angular)	(rad.s ⁻¹)

Operadores

∇	operador gradiente
$\nabla \cdot$	operador divergente
$\nabla \times$	operador rotacional
∇^2	operador laplaciano

Capítulo 1

Introdução Geral

1 Introdução Geral

No mundo, o petróleo é amplamente utilizado e atualmente ocupa a posição de principal fonte energética do mundo. O petróleo é um recurso mineral abundante que possui uma composição química bastante ampla devido aos materiais que o formaram e as condições de geração. O petróleo pode ser utilizado para as mais diversas finalidades, desde a utilização como combustível até mesmo para a fabricação de medicamentos.

O petróleo geralmente é extraído de formações (rochas reservatórios) que possuem grande extensão e volume, portanto, armazenando uma grande quantidade de petróleo. Quanto maior for a viscosidade do óleo maior será a dificuldade deste óleo fluir pelo espaço poroso e chegar aos poços onde será levado à superfície.

São necessárias informações sobre o tipo de petróleo e do reservatório que o armazena. O estudo de um reservatório inicia-se com um estudo geológico, no entanto, somente a perfuração de poços exploratórios fornecem informações mais precisas sobre a formação que podem confirmar ou não as informações obtidas no estudo geológico.

Dessa forma, antes do desenvolvimento de um campo de petróleo é necessário saber como responderá este reservatório às técnicas de produção escolhidas para a exploração, pois altos custos estão envolvidos. É desejável aplicar um método de recuperação que possa extrair ao máximo possível de forma econômica, trazendo assim máximo lucro para a companhia exploradora.

Os métodos térmicos são amplamente utilizados para aumentar a eficiência de extração de petróleo pesado. Estes métodos se baseiam no princípio que o petróleo tem sua viscosidade reduzida com o aumento de sua temperatura. Um método largamente utilizado é a injeção de vapor no reservatório que consiste em levar energia térmica ao reservatório que contém óleo de alta viscosidade via vapor de água. Entretanto, este método apresenta limitações. Em alguns casos, a injeção de vapor é tecnicamente impossível ou economicamente inviável, em situações como permafrost (formações que apresentam camadas sedimentares intercaladas com gelo), formações profundas, reservatórios delgados, reservatórios de alta pressão, formações de baixa injetividade e formações que podem apresentar problemas de inchamento de argila.

Métodos alternativos são necessários para produzir este óleo pesado em reservatórios de condições extremas. O Aquecimento Eletromagnético Resistivo (AER) ou simplesmente Aquecimento Elétrico (AE) não é uma técnica nova para recuperação de óleo pesado, mas recentemente está sendo amplamente estudada pela sociedade científica.

O Aquecimento Eletromagnético Resistivo (AER) é uma forma de gerar calor através da passagem da corrente elétrica pela formação produtora, dessa forma, por efeito Joule, pode ser usado como um método de recuperação avançada de óleo pesado, melhorando, portanto a produção do petróleo através da diminuição da viscosidade pelo aumento de sua temperatura. Então, quando a formação tem características puramente resistivas, quanto maior for a intensidade da corrente, maior será a temperatura alcançada no reservatório.

Este método é adequado para ser usado em reservatórios com diferentes características de espessura, permeabilidade, porosidade, profundidade, temperatura, viscosidade e saturação do óleo. Dependendo da magnitude da energia entregue à formação e da pressão do reservatório, este método é uma alternativa para a geração de vapor *in situ*.

Este trabalho visa estudar o Aquecimento Eletromagnético Resistivo como um método de recuperação para exploração de petróleo pesado. O estudo foi baseado em simulações computacionais baseadas em reservatório de petróleo com características similares aos reservatórios encontrados nas bacias sedimentares do Nordeste brasileiro.

Foi realizado um estudo de sensibilidade, de modo a encontrar a influência destes parâmetros, em reservatórios que empregam o AER como método de recuperação avançada.

Foram estudadas diferentes combinações de fases elétricas, objetivando fornecer para um mesmo nível de tensão elétrica, diferentes demandas de energia entregue ao reservatório, de modo a proporcionar uma significativa variação na recuperação de óleo. Neste estudo foram utilizados 6 (seis) combinações de fases elétricas, das quais foram encontrados três grupos segundo as curvas de produção acumulada de óleo e o consumo de energia elétrica.

Destas combinações de fases elétricas, foi realizada uma otimização da demanda de energia elétrica para o caso de melhor recuperação.

Também foi realizado um estudo de sensibilidade de alguns dos parâmetros operacionais em três diferentes reservatórios (sem aquífero, mas com capa de gás; com aquífero e sem capa de gás; com capa de gás e com aquífero) e utilizando três configurações de fases elétricas (uma

de cada grupo anteriormente citado), localização dos eletrodos, bem como, níveis de tensão e de salinidade.

Este trabalho está dividido em 6 (seis) capítulos.

O Capítulo 1 apresenta o assunto petróleo na forma de introduzir ao leitor os temas abordados neste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta os conceitos fundamentais e necessários para um bom entendimento do assunto e que estão relacionados ao presente trabalho.

O Capítulo 3 apresenta um histórico de alguns trabalhos utilizando esta técnica.

O Capítulo 4 apresenta a descrição dos procedimentos e considerações de relevância sobre o assunto em tela.

O Capítulo 5 faz a apresentação dos resultados e as discussões sobre os mesmos.

O Capítulo 6 mostra as conclusões que foram encontradas decorrentes desse trabalho e as conseqüentes recomendações trabalhos futuros.

Capítulo 2

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Neste capítulo, são apresentadas algumas definições necessárias para um bom entendimento do trabalho e do assunto por este abordado.

2.1 Métodos de Recuperação Avançada (IOR)

Os métodos especiais de recuperação surgiram da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório de petróleo, assim, aumentando a quantidade de petróleo extraída da jazida. Onde métodos convencionais de recuperação trazem pouca vantagem econômica, métodos especiais de recuperação podem ser aplicados para contornar esta situação. Estes métodos envolvem agentes externos que podem ajudar a diminuir a viscosidade do petróleo, melhorar os canais porosos, diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo que se espera ser produzido, podendo abranger métodos térmicos (injeção de vapor, combustão *in situ*, entre outros), miscíveis (injeção de CO₂) ou microbiológicos (Barillas, 2008).

2.1.1 Métodos Térmicos

Atualmente, os métodos térmicos aplicados aos reservatórios de petróleo são os principais métodos especiais para a recuperação de óleos pesados. Visam através do aumento de temperatura média do reservatório, reduzir a viscosidade dos fluidos e, conseqüentemente, aumentar a mobilidade da fase óleo.

A Figura 2.1 mostra o comportamento de três viscosidades de óleos pesados com a temperatura. Pode-se, por esta figura, observar que há uma forte influência da temperatura na viscosidade, podendo, por exemplo, reduzir 99% a viscosidade do óleo de 3.000 cP (@ 37,8 °C) ao elevar sua temperatura de aproximadamente de 315 K, para 360 K. Para o óleo de 300 cP (@ 37,8 °C) pode-se observar uma redução aproximada de 97% ao elevar sua temperatura de 315 K para 360 K. Diante disso, os métodos térmicos são mais influentes quanto maior for a viscosidade em questão.

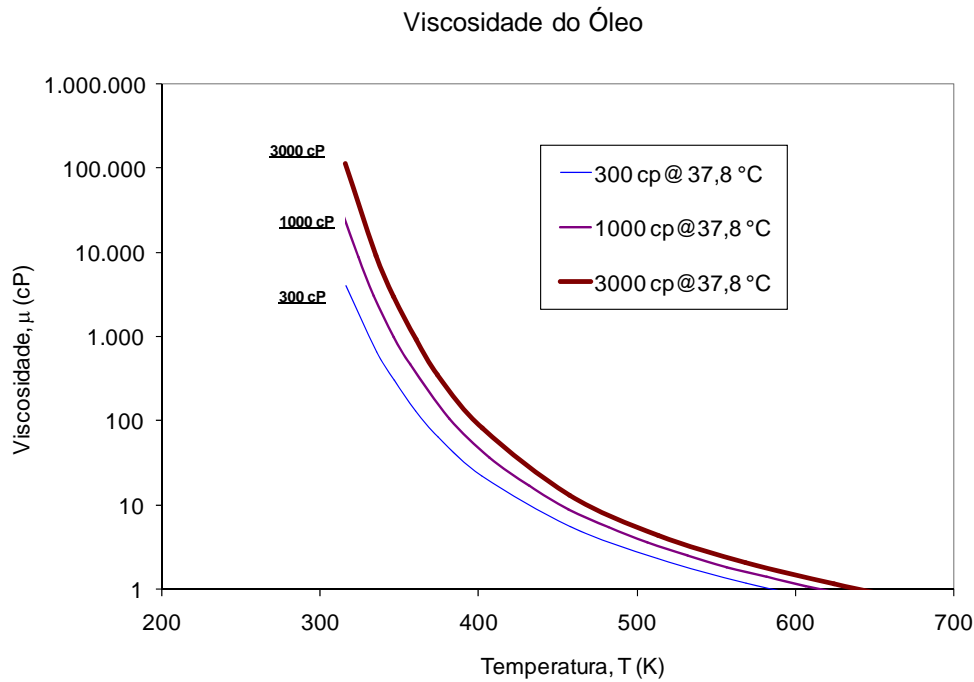


Figura 2.1. Viscosidade do óleo versus temperatura para três tipos de óleo

Nos métodos térmicos há duas categorias que se sobressaem:

- Aquecimento por Injeção de Fluidos Aquecidos;
- Aquecimento “*In Situ*”.

O aquecimento por injeção de fluidos aquecidos consiste em aquecer o reservatório através de calor gerado na superfície e então transportado para o reservatório através de injeção de fluidos quentes. Geralmente, usa-se a água como meio de transportar este calor desde a superfície até a zona de óleo. Dependendo da quantidade de calor que se deseja fornecer ao reservatório, pode-se injetar na forma de vapor supersaturado, vapor subsaturado ou ainda na forma líquida (água quente).

No aquecimento “*In Situ*”, o calor é gerado dentro do próprio reservatório e duas formas atualmente predominam: a *combustão “in situ”* e o aquecimento eletromagnético.

2.1.1.1 Combustão “*In Situ*”

Na *combustão “In Situ”* parte do próprio óleo contido no reservatório é oxidado devido a injeção de ar. Com o início da injeção, o petróleo começa a ser oxidado e com isso, libera calor. À medida que ocorre a oxidação, o processo se intensifica até chegar a uma condição

chamada de “ponto de ignição”, onde se inicia a combustão propriamente dita. Este processo utiliza normalmente poços verticais (produtores e injetores).

Quando poços verticais são utilizados para a injeção de ar e poços horizontais para a produção de petróleo, o processo é chamado de *Toe to Heel Air Injection*, comercialmente conhecido como THAI TM.

2.1.1.2 Aquecimento Eletromagnético

O aquecimento eletromagnético baseia-se na transformação da energia elétrica em térmica. Quando aplicado a reservatórios de petróleo, a energia é fornecida à formação, aquecendo especialmente a água que, por transferência de calor, transmite energia térmica ao óleo, reduzindo a sua viscosidade. A energia elétrica é transportada da superfície até o reservatório (alvo) através de cabos elétricos ou guias de onda.

Existem três formas possíveis de realizar o aquecimento eletromagnético, dependendo da frequência empregada: o condutivo, o indutivo e o dielétrico. O Aquecimento Eletromagnético Resistivo (AER), tema deste trabalho, é comumente conhecido simplesmente como *aquecimento elétrico*. Ocorre devido ao fornecimento de energia elétrica de baixa frequência diretamente ao reservatório (via corrente de condução) e por atrito dos elétrons com as partículas presentes no reservatório, a energia elétrica é convertida em energia térmica (efeito Joule).

2.2 Formas de Aquecimento Eletromagnético

Há várias formas de aquecer uma formação utilizando aquecimento eletromagnético, dependendo da frequência do sinal e da corrente elétrica utilizada. Na faixa de altas frequências (altas frequências de rádio e microondas) o aquecimento dielétrico prevalece e os dipolos formados pelas moléculas da água tendem a se alinhar com o campo elétrico aplicado. A alteração deste campo induz ao movimento de rotação das moléculas dos dipolos, com a velocidade proporcional à frequência de oscilação do campo de excitação. O movimento molecular pode resultar em um significativo aquecimento, como acontece, por exemplo, nos fornos de microondas. Quando é usada corrente de baixa frequência, o aquecimento resistivo, ou ôhmico, ou condutivo prevalece. O terceiro método de aquecimento elétrico ocorre quando

o fluxo de corrente alternada nos condutores induzem um campo magnético ao redor de um meio, que induz uma corrente secundária (corrente de indução), a qual gera calor no meio. (Sahni, A. et al. 2000). Para que este método prevaleça, há necessidade de elementos indutores no meio (materiais ferromagnéticos). Como os constituintes normais dos reservatórios não possuem estas características, este tipo de aquecimento não é considerado. A exceção acontece quando elementos que possam ser induzidos eletricamente são acoplados artificialmente ao sistema de fluxo eletromagnético, provocando a indução e a conseqüente transformação de energia elétrica em térmica.

2.2.1 Aquecimento Eletromagnético Resistivo

Esta forma de aquecimento ocorre devido ao que é conhecido como *Efeito Joule*, em homenagem ao físico *James Prescott Joule* (1818-1889). Este efeito ocorre quando uma estrutura condutora sofre aquecimento por ser percorrida por corrente elétrica.

De forma microscópica, esse fenômeno de aquecimento ocorre devido ao encontro dos elétrons da corrente elétrica com as partículas do meio condutor. Os elétrons ao sofrer colisões com átomos do condutor, parte da energia cinética dos elétrons é transferida para o átomo, aumentando seu estado de agitação, conseqüentemente sua temperatura sofre um incremento.

De forma mais simplista, esse fenômeno de aquecimento ocorre devido à transformação de parte da energia elétrica (que está sendo transportada) em energia térmica. Esta forma de aquecimento também é conhecida e pode ser encontrada na literatura como, aquecimento por efeito Joule, aquecimento Joule, aquecimento elétrico (resistivo), entre outros. Esta forma de aquecimento elétrico prevalece quando a corrente diretamente aplicada é de baixa frequência.

2.2.2 Aquecimento Eletromagnético por Onda (Radiação)

Ondas eletromagnéticas, como a luz, podem ser facilmente geradas e manuseadas, podendo ser destinadas a uma ampla faixa de aplicações (industrial, médica, telecomunicações, militar, etc). Estas ondas podem transportar uma grande quantidade de energia sem necessitar de um meio físico contendo matéria para se propagar, como acontece no caso da luz solar que percorre 150 milhões de quilômetros no vácuo até chegar à Terra.

Quando as ondas eletromagnéticas estão em um meio físico contendo material, estas também podem se propagar. No entanto, os meios físicos materiais, em geral, não são favoráveis à propagação desse tipo de energia, por absorver parte da energia das ondas eletromagnéticas. Assim, a energia absorvida pelo meio físico aumenta o grau de agitação de suas moléculas implicando em aumento de sua temperatura.

Uma aplicação muito comum de aquecimento por radiação eletromagnética são os fornos de microondas que geram e emitem radiação na frequência de 2,45 GHz.

2.2.3 Aquecimento Eletromagnético por Indução

Esta forma de aquecimento utiliza o princípio de funcionamento dos transformadores, a Lei de Faraday. Esta lei é uma lei da física que quantifica a indução eletromagnética, que é o efeito da produção de corrente elétrica em um circuito colocado sob efeito de um campo magnético variável ou por um circuito em movimento em um campo magnético constante.

Ou seja, a proximidade de um campo magnético variante no tempo ou no espaço, excita as partículas eletricamente sensíveis, fazendo com que estas se movam de acordo com o campo aplicado. Dessa forma, a fricção das partículas eletricamente sensíveis com as demais partículas do meio promove um aquecimento na região de atuação do campo magnético semelhantemente ao que ocorre no aquecimento elétrico resistivo.

2.3 Resistividade em Reservatórios

A rocha possui a resistividade como característica elétrica. No entanto, a resistência elétrica entre dois pontos da formação não é função somente da resistividade elétrica da rocha, mas sim de tudo que a compõe (fluidos e matriz sólida). Dessa forma, é necessário considerar a saturação dos fluidos contidos no meio poroso, da condutividade elétrica destes fluidos (principalmente a da água, devido à salinidade), bem como a relação volume total de rocha e volume de espaços vazios (porosidade).

A resistividade do reservatório (rocha e fluidos juntos) pode ser determinada pelo perfil de indução, obtido através da perfilagem elétrica, que é corrido normalmente durante a perfuração dos poços, antes mesmo de serem descidos os revestimentos. Este perfil tem objetivo de estimar o volume de hidrocarbonetos presente no reservatório e baseia-se na

resistividade da formação, a qual é obtida através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas.

2.4 Planejamento e otimização de experimentos

Normalmente a estatística é lembrada quando se têm grande quantidade de informações. A atividade estatística mais importante não é a análise dos dados e sim os planejamentos dos experimentos em que esses dados devem ser obtidos. Por isso, um bom planejamento consiste em planejar experimentos de forma tal que ele seja capaz de fornecer a informação que se está procurando (Barros Neto, et al. 2003).

No planejamento de qualquer experimento, o primeiro passo que deve ser feito é a escolha dos parâmetros e as respostas de interesse no estudo. Os fatores normalmente podem ser as variáveis que podem ser controladas ou atributos de incertezas de um sistema, os quais podem ser qualitativos ou quantitativos. As respostas são as variáveis de saída do sistema, nas quais se tem interesse e que poderão ser afetadas por modificações devido à mudança nos fatores. Da mesma forma, estas respostas podem ser qualitativas ou quantitativas.

Um planejamento fatorial completo considera as possíveis combinações que se podem obter entre os diferentes fatores que serão analisados. Por exemplo, se os fatores são: temperatura e concentração de HCL, o número de experimentos pode ser 4, realizando uma análise linear em dois níveis: mínimo (-1) e máximo (+1), mas quando se acrescenta outra variável, como um tipo de catalisador, as possíveis combinações entre os níveis mínimo e máximo das variáveis pode aumentar até 8, e a cada nova variável, o número de simulações ou experimentos dobram ($2^2=4$, $2^3=8$, $2^4=16$, ... , 2^k). Se as variáveis são muitas, podem ser utilizados planejamentos fatoriais fracionados que permitem fazer uma triagem para conhecer as principais variáveis que afetam o processo. Admitindo-se a existência de dois fatores, um com quatro níveis e outro com três níveis, são necessários $4 \times 3 = 12$ ensaios diferentes e o planejamento será chamado de “fatorial 4 x 3”. Em geral se houver n_1 níveis do fator 1, n_2 níveis do fator 2, ... , n_k níveis do fator k, o planejamento será um fatorial $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$. Isso não significa necessariamente que serão realizados apenas $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$ experimentos, já que esse número é a quantidade mínima de ensaios exigidos para um planejamento fatorial completo. Caso seja necessário estimar o erro experimental, podem ser necessários ensaios repetidos, o que aumentaria o número de experimentos. O planejamento mais simples é aquele

em que todos os fatores são estudados em apenas dois níveis, podendo ser chamado de planejamento fatorial 2^k .

A idéia de utilizar este tipo de análise quando se tem muitos fatores que podem influenciar a resposta, é para verificar quais os fatores que podem ser mais ou menos significativos, em forma estatística, em uma variável dependente, e analisar se os fatores independentes estudados têm maior ou menor influência quando combinados entre si.

No estudo de reservatório de petróleo com aplicação de métodos de recuperação avançada, sempre se tem muitas variáveis que influenciam na recuperação do óleo, e devem ser consideradas as principais que possam afetar o processo. A recuperação de óleo pode ser afetada pelas incertezas da formação geológica, (exemplo: porosidade, permeabilidade, saturação do óleo, da água, etc.), e também pelas condições operacionais, tanto do método de recuperação, como das condições operacionais de produção do poço.

Para analisar os parâmetros ou fatores envolvidos no processo, também foi utilizada metodologia de superfícies de respostas que é uma técnica de otimização baseada em planejamentos fatoriais, a qual é utilizada em diferentes aplicações na modelagem de processos industriais e também na pesquisa acadêmica.

Capítulo 3

Estado da Arte

3 Estado da Arte

1. *Workman*, P. E. (1930) em sua patente propõe utilizar poços verticais equipados com eletrodos posicionados na zona de água imediatamente abaixo da zona de óleo, para restabelecer e aumentar a produção de óleo usando uma corrente elétrica aplicada em eletrodos. Propõe usar corrente contínua de intensidade suficiente para liberar gases da água por eletrólise, para que estes se misturem com o óleo, aumentem a pressão do reservatório e favoreçam o escoamento do óleo.
2. *Sarapuu*, E. (1957) propôs usar alta densidade de corrente elétrica para “carbonizar” os hidrocarbonetos para assim aumentar a extração via poços, objetivando dessa forma, quebrar as moléculas de óleo pesado, reduzindo seu peso molecular para promover a redução da viscosidade e aumentar a mobilidade do petróleo e sua recuperação.
3. *Harvey*, H. A., *Arnold*, M. D. (1980) propõem modelagem matemática para a distribuição do aquecimento resistivo que utiliza corrente alternada para aquecer um reservatório. Obtiveram que 95 % da energia dissipada, em um sistema com aquecimento elétrico, estão em até 10 pés de distância dos eletrodos.
4. *Chute*, F. S., *Vermeulen*, F. (1988) procuram utilizar a indução eletromagnética e de rádio frequência, bem como aquecedores elétricos para aquecer a região próxima aos poços para então reduzir a viscosidade do óleo.
5. A PETROBRAS em 1987 iniciou o projeto de aquecimento eletromagnético nos primeiros reservatórios de alta viscosidade encontrados no Nordeste brasileiro.
O primeiro teste ocorreu no campo de Estreito no estado do RN, onde foram utilizados 13 poços organizados como em uma malha Five-spot, em um reservatório com ótimas características permo-porosas e viscosidade em torno de 2.500 a 3.000 cP (15° API) em condições de reservatório.

- a. *Pizarro, J. O. S., Trevisan, O. V. (1990)* apresentaram alguns dados deste teste de campo no Rio Panon (atualmente conhecido como Estreito), Brasil. Eles ajustaram um modelo de simulação utilizando características deste campo para extrapolar o período do teste e compararam os resultados obtidos em campo com resultados de simulação.

Em campo e em simulação ao utilizar aquecimento elétrico resistivo (60 Hz), eles observaram a produção aumentar de 1,2 bbl/dia para 10 bbl/dia após 70 dias aplicando uma potência média de 30 kW nos poços produtores espaçados de 100 m em um reservatório com óleo de 2.500 cP de viscosidade nas condições de reservatório. Obtiveram que a maior parte do aquecimento está concentrado próximo aos poços. Dessa forma, entenderam o método como um processo de estimulação de poço.

- b. *Cursino, D. F. S., Da Mata, W. (1997)* em campo observaram os mesmos dados que os apresentados no artigo de Pizarro e Trevisan, e que o dano de formação (fator Skin, $S=6,0$) foi removido com a utilização do aquecimento elétrico. O teste mostrou que para os poços que utilizaram aquecimento elétrico, apresentaram resposta rápida e clara no aumento de produção de fluidos. O método apresentou uma boa confiabilidade operacional relacionada diretamente com a qualidade da energia entregue ao nível de subestação abaixadora de tensão e foi tecnicamente bem sucedido. E que o sucesso econômico do processo depende diretamente do custo da energia e do preço do petróleo.

Wilson da Mata (PERSONAL COMMUNICATION, 2009) informou que um teste realizado no campo de Fazenda Belém (Aracati – CE, Brasil) apresentou aumento de temperatura de 43°C (inicial) para 80°C, verificado na cabeça do poço produtor central, evidenciando que o processo de aquecimento eletromagnético foi efetivo. O processo apresentou respostas rápidas aos estímulos da corrente elétrica no reservatório. A focalização do fluxo elétrico entre os poços fase e de retorno ficou bastante evidenciada durante o acompanhamento do processo. Dados de simulação apresentaram um aumento na fração recuperada do reservatório de 13,1% (primária) para até 48,7%, dependendo do caso estudado. A injeção periférica de água no reservatório pode apresentar uma antecipação de produção do reservatório, em detrimento de uma redução na fração recuperada.

6. *Kasevich, R.S. et al. (1994)* realizaram um estudo de laboratório de aquecimento por radiofrequência, nas quais as amostras de diatomitos de baixa permeabilidade foram aquecidas com um monopolo elétrico. Após 49 minutos de aquecimento com 400 watts e uma fonte de 50,55 MHz, a temperatura subiu 125 °C. Posteriormente, um teste de campo foi realizado no campo Midway Norte. O teste também foi localizado onde o intervalo de diatomitos era relativamente homogêneo, a partir de 500 pés. Um sistema de aquecimento RF móveis foi montado em torno de um 25 kW com um gerador de 13,56 MHz. O aplicador de RF foi de 25 comprimentos de onda e colocados a uma profundidade de 620 metros. A temperatura medida no poço na profundidade de 605 pés subiu cerca de 220 °F, após 40° F horas de aquecimento RF.

7. *McGee, B. C. W., Vermeulen, F. (1999)* realizaram teste de campo de óleo entre 10 a 14 °API utilizando dois poços verticais e um horizontal em Alberta, Canadá. Observaram aumento de temperatura e a produção aumentou de duas a quatro vezes a primária nos poços verticais, de modo que o nível de fluido acima da perfuração aumentou com uso do aquecimento elétrico, indicando uma melhoria de produtividade dos poços. No entanto, o poço horizontal não sofreu alteração representativa. A operação do aquecimento elétrico em longo prazo não pode ser alcançada por causa da produção de areia e problemas com as bombas.

8. *Sahni, A. Kumar, M. (2000)* realizaram simulações numéricas de duas amostras de reservatórios e observa que o processo de injeção de vapor apresenta uma melhor distribuição de calor e recuperação quando o reservatório é previamente aquecido eletricamente;

9. *Yuan et al. (2004)* em seu artigo descreve o processo “*Wet Electrical Heating*” (*WEH*) testado em escala laboratorial e com uso do simulador STARS, onde, devido a injeção de um fluido eletrolítico na zona dos eletrodos aumenta a taxa de aquecimento e a distribuição de calor para mobilizar um volume maior de óleo da formação. Utiliza o WEH como forma de melhorar a injetividade nas formações encontradas em *Athabasca* e *Cold Lake*, ambas no Canadá, para uma posterior aplicação de SAGD ou VAPEX. Os testes em escala laboratoriais indicam que a injeção de água de alta salinidade nos poços melhora significativamente o aquecimento elétrico do reservatório, reduzindo o superaquecimento perto dos eletrodos e redistribuindo o

aquecimento resistivo mais profundamente no reservatório. Indicando que o WEH é uma técnica propícia para ser realizada antes do SAGD ou VAPEX. Em simulação, confirma os resultados obtidos em laboratório e observa que há vantagens sobre a injeção de vapor, no sentido de obter melhor eficiência energética, maior uniformidade e velocidade de aquecimento. Dependendo do preço da energia, o WEH pode trazer significativa vantagem econômica para o SAGD.

- 10.** *Rangel-German et al. (2004)* realizaram simulação computacional do aquecimento elétrico resistivo com aquecedores de fundo de poço, em reservatórios bidimensionais homogêneos com poços verticais e tridimensionais heterogêneos com poço horizontal, utilizando um modelo de óleo composicional. Obteve que para reservatórios com gás em solução superior a 18 m³ de gás por m³ de óleo e menores BHP a recuperação de óleo mais do que dobrou. As maiores recuperações foram alcançadas para casos com utilização de aquecedores elétricos, mas sem qualquer injeção de solvente. A análise econômica sugere que o custo com a energia é em torno de US\$ 1,25 por barril incremental de óleo.
- 11.** *Oliveira, H. J. M., Barillas, J. L. M., Mata, W., Dutra Jr, T. V. (2009)* realizaram simulações computacionais utilizando o Aquecimento Eletromagnético Resistivo como método de recuperação avançada em um modelo de malha cartesiana com características petro-físicas homogêneas, onde, cinco poços verticais (todos produtores de óleo) estão espaçados por 144 m (como em um sistema five-spot), com óleo de viscosidade aproximada de 700 cP, zona de óleo de 20 m de espessura e 10 m de zona de água com 300 ppm de salinidade para analisar a performance da distribuição de fases elétricas (de um sistema elétrico trifásico), com nível de tensão de 110 V. Usaram seis configurações elétricas. Cada uma apresentou um comportamento de aquecimento, consumo de energia elétrica e produção de óleo. Foi escolhida a distribuição de fases elétrica que apresentou a maior recuperação de óleo e maior consumo de energia para também simular uma mudança no nível de tensão com o tempo, de modo a reduzir o consumo de energia entre 20% e 50%, o que implicou numa redução da produção em torno de 10%.

Este trabalho visa estudar a influência dos parâmetros de reservatórios que apresenta características semelhantes aos reservatórios encontrados no nordeste brasileiro, bem como, a influência de parâmetros operacionais do aquecimento resistivo na recuperação de óleo e no consumo de energia elétrica. Também é realizada uma análise técnico-econômica da produção de óleo nestas circunstâncias.

Capítulo 4

Materiais e Métodos

4 Materiais e Métodos

Neste capítulo 4 são apresentadas as ferramentas, as considerações e os procedimentos, adotados para o desenvolvimento do trabalho. As ferramentas são os simuladores computacionais e o programa de análise estatística. As considerações envolvidas são a modelagem do reservatório, dos fluidos, e de algumas características do processo.

4.1 Simulador Computacional

O simulador computacional é um recurso tecnológico utilizado para observar o comportamento de algum processo ou mecanismo. Na engenharia de reservatórios de petróleo, um simulador computacional é uma importante ferramenta que pode auxiliar o engenheiro de reservatório nas tomadas de decisões. Tais decisões geralmente envolvem um montante muito grande de recursos e uma decisão não deve ser tomada aleatoriamente. Principalmente porque as características e as propriedades dos reservatórios de petróleo podem variar, fazendo com que o reservatório comporte-se diferentemente de outros reservatórios conhecidos.

Com os dados das características de um reservatório e com o uso de um simulador computacional adequado é possível analisar, avaliar, entender e criar uma estratégia de exploração para um dado reservatório. Dessa forma, o simulador computacional pode se tornar uma ferramenta de tomada de decisões.

4.2 Simuladores da CMG

Os simuladores da CMG (Computer Modelling Group Ltd.) são ferramentas composta por um conjunto de programas que tem por finalidade construir modelos de reservatórios de petróleo e de fluidos, realizar simulações que possam representar os processos físicos envolvidos na recuperação em um reservatório de petróleo e por final, mostrar os resultados destas modelagens e simulações.

4.2.1 Programa *WinProp*

No trabalho foi utilizado o programa computacional *WinProp* voltado para a modelagem do comportamento das fases e das propriedades dos fluidos do reservatório. É uma ferramenta de engenharia que abrange *Equações de Estado* que ajudam o engenheiro no entendimento das diversas propriedades dos fluidos.

O *WinProp* pode ser usado para caracterizar fluidos de reservatórios através de sistemas que combinam PVT, experiências laboratoriais, estudos de miscibilidades e previsão de deposição de asfaltenos, além de instalações de separação na superfície.

Neste trabalho, o *WinProp* foi utilizado para a elaboração de um modelo de fluido que pudesse representar com uma boa aproximação o petróleo com características similares aos encontrados nas bacias sedimentares do nordeste brasileiro.

4.2.2 Programa *STARS*

O programa *STARS* (**S**tream, **T**hermal and **A**dvanced processes **R**eservoir **S**imulator) da CMG (Computer Modelling Group Ltd.) é um simulador térmico que pode ser utilizado como composicional (é o caso deste trabalho) ou não (Black-oil) e pode envolver reações químicas e considerações geomecânicas nas três dimensões. A entrada de dados do reservatório pode ser realizada através de uma malha cartesiana, radial ou de coordenadas. Neste módulo podem ser modelados reservatórios com diferentes processos térmicos tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “in situ”, além de outros processos que contam com aditivos químicos, tanto na escala de laboratório quanto na de campo.

O simulador permite a opção de utilizar o aquecimento eletromagnético resistivo (60 Hz). Com esta opção, em todos os blocos do refinamento do reservatório, permite-se implantar eletrodos, utilizando os parâmetros de Archie. Isto permite calcular os valores da condutividade elétrica dos fluidos, da rocha, resistência elétrica entre quaisquer eletrodos ou blocos do reservatório.

Também é possível utilizar diversas fases elétricas, nível de tensão, comprimento de eletrodos, intensidade de corrente e potência elétrica, entre outros.

Na saída dos resultados, além das produções dos fluidos e dos parâmetros básicos do reservatório, como vazão de óleo e água, pressão e temperatura, podem-se observar os campos de vetores de densidade e intensidade de corrente elétrica, consumo de energia, entre outras características decorrentes do aquecimento elétrico utilizado.

4.3 Modelagem Base

Esta secção apresenta as características do reservatório e dos fluidos presentes no Modelo Base deste estudo. O Modelo Base se refere ao conjunto de características, tanto de reservatório como operacionais, em sua maioria são mantidas por todo o estudo.

4.3.1 Características dos Fluidos do Reservatório do Modelo Base

O modelo de fluidos utilizado abrange o modelo composicional de óleo (com 3 componentes) e de água (com 2 componentes).

Para o modelo de óleo composicional foi utilizado o programa *WinProp*, onde foram utilizados 3 (três) pseudo-componentes para representar os hidrocarbonetos. Dessa forma, este modelo faz uma melhor aproximação do que um modelo “*Black-Oil*”, o qual é normalmente utilizado em simulações.

A Tabela 4.1 mostra a porcentagem de cada componente do óleo por unidade de volume.

Tabela 4.1. Fração molar do óleo

Componentes do óleo	Viscosidade (cP) @ 37,8 °C	Fração (%)
Gás (CO ₂ , C ₁ e C ₂)	0,32	4,8
Óleo leve (C ₃ - C ₁₂)	300,00	0,2
Óleo pesado (C ₁₃ - C ₄₃₊)	1.000,00	95,0

Cada um dos pseudo-componentes representam um grupo de hidrocarbonetos. O pseudo-componente *Gás* representa os componentes que nas condições padrão ficam no estado gasoso (CO₂, C₁ e C₂, hidrocarbonetos com 1 e 2 carbonos, respectivamente). O pseudo-componente *Óleo leve* representa os hidrocarbonetos que possuem de 3 a 12 carbonos por molécula (C₃ - C₁₂). O pseudo-componente *Óleo pesado* representa os compostos de hidrocarbonetos com cadeia a partir de 13 carbonos (C₁₃ - C₄₃₊).

A mistura da fase óleo proporciona equivalência a um óleo de viscosidade de 678 cP a 100 °F e 287,2 psi (\approx 311 K e 1,98 MPa), as quais são as condições iniciais do reservatório.

Para a água foram utilizados dois componentes para fazer diferenciação devido à salinidade. Cada componente da água apresenta uma salinidade e conseqüentemente uma respectiva condutividade elétrica. Os valores das condutividades elétricas foram calculados utilizando um algoritmo baseado no trabalho de Fofonoff (1983).

A Tabela 4.2 faz a diferenciação entre os dois componentes de água que podem estar contidos no reservatório.

Tabela 4.2. Características dos componentes de água

Componentes Água	Salinidade (ppm)	Condutividade elétrica (S/m) @ 37,8 °C e 1,98 MPa
Água 1	300	0,0784
Água 2	30.000	5,8324

De forma geral, o componente Água 1 é o componente que representa a água inicialmente contida no reservatório (água móvel e água irreductível) no Modelo Base. Já o componente Água 2 é uma água de salinidade maior do que a água do reservatório, utilizada somente na secção 5.6.

4.3.2 Características do Reservatório do Modelo Base

O reservatório de petróleo utilizado apresenta algumas características similares aos encontrados nas bacias sedimentares do Nordeste Brasileiro. Foi considerado o reservatório homogêneo com:

- Área de 40.000 m² (200 m x 200 m);
- Espessura de zona de óleo de 20 m;
- Espessura de zona de água de 10 m;
- Sem capa de gás, mas com gás em solução;
- Sem entrada de água por aquífero.

Os principais valores dos parâmetros de reservatório estão mostrados na Tabela 4.3 e na Figura 4.1.

Tabela 4.3. Características Iniciais do Reservatório

Características Iniciais	Valor
Profundidade de Referência(m)	200
Pressão a 200 m (kPa) (psi)	1.980 (287,2)
Porosidade (%)	28
Permeabilidade Vertical (mD)	100
Permeabilidade Horizontal (mD)	1.000
Óleo in place (m ³ STD)	111.405
Condutividade Térmica das camadas Sobrejacentes e Subjacentes (J/(m*s*°C))	7,24x10 ⁵
Condutividade Elétrica da formação (S/m)	0,43
Temperatura Inicial (°C)	37,8
Permeabilidades Relativas, óleo-água	Figura 4.1

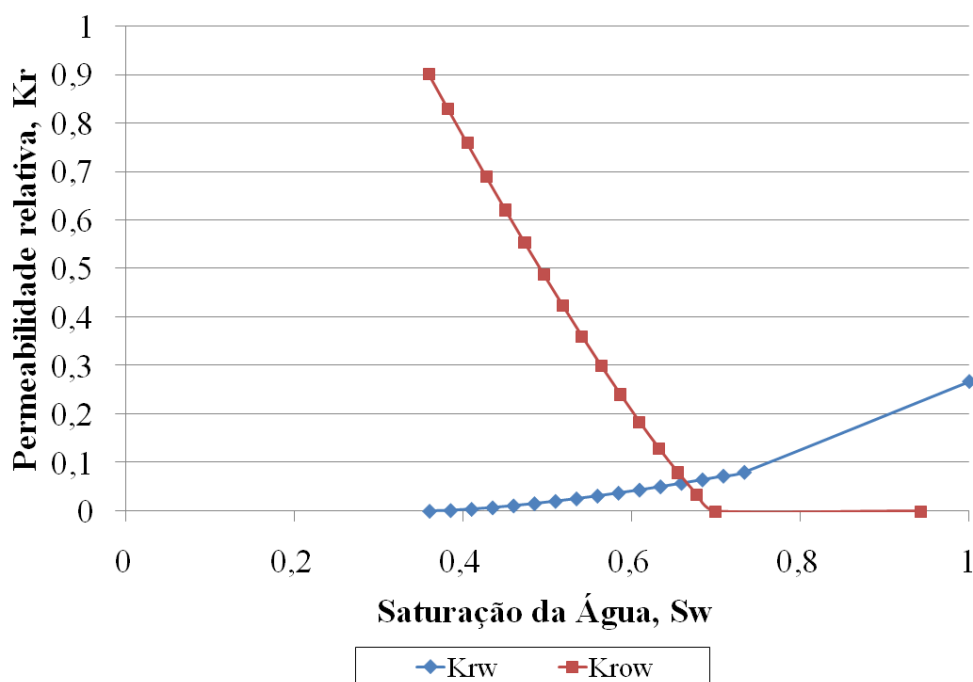


Figura 4.1. Permeabilidade relativa *versus* Saturação de água

Onde:

Krw é a permeabilidade relativa da água;

Krow é a permeabilidade relativa do óleo na presença de água.

4.4 Características operacionais do Modelo Base

Os principais parâmetros operacionais, do Modelo Base, utilizados no processo de aquecimento elétrico resistivo deste trabalho estão mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Condições Operacionais no Processo AER

Condições Operacionais	Valor
Vazão máxima de produção de líquido nos poços (m ³ /dia)	120
Pressão mínima nos poços produtores (kPa)	196
Distância entre poços (m)	144
Comprimento dos eletrodos (m)	10
Nível de tensão elétrica do eletrodo fase (V)	110
Máxima demanda admissível de potência elétrica (kW)	5.000

A distância entre poços é medida do poço central até cada poço periférico. Os poços são verticais, bem como os eletrodos que estão posicionados internamente e ao longo do comprimento de cada poço. As completações dos poços possuem o comprimento de 10 m e estão posicionadas no centro da zona de óleo. O sistema utilizado para a alimentação (fornecimento de energia) dos eletrodos é um sistema fonte de tensão (aplica-se a tensão e a corrente é determinada pela carga), utilizando apenas uma fase elétrica (sistema monofásico). A tensão elétrica de 110 V somente é aplicada no eletrodo que está posicionado no poço central. O nível de tensão elétrica dos demais eletrodos do modelo base está ajustada em 0 V (zero Volts = neutro), dessa forma, os eletrodos posicionados nos poços periféricos são retorno de corrente (utilizado para fechar o circuito).

4.5 Refinamento

O modelo computacional faz uso da interação das propriedades do reservatório, dos fluidos envolvidos, juntamente com o aquecimento elétrico resistivo em uma porção contínua de um reservatório de petróleo que também possui suas propriedades e peculiaridades. Então, é necessário que as dimensões das células da malha de simulação estejam ajustadas para que o modelo tenha uma boa representação dos processos existentes no reservatório que utiliza do aquecimento elétrico resistivo como método de recuperação de petróleo, sem agregar um excessivo processamento computacional. É importante que a resposta permita ao engenheiro

de reservatório tomar decisões sobre os parâmetros operacionais que interferem no processo de acordo com os interesses envolvidos.

Portanto, o modelo de entrada de dados para o simulador *STARS*, utilizado para realizar o estudo deste reservatório utilizando o AER necessita passar por um processo de refinamento em sua malha. No intuito de observar se o refinamento ainda influencia na resposta de forma significativa, ao ponto de haver a necessidade de utilizar um modelo mais refinado.

Dentre os valores que o simulador possui como padrão, há dois parâmetros para o aquecimento elétrico resistivo.

4.5.1 Parâmetros de convergência elétrica

Inicialmente o modelo base utilizado em teste para obtenção de resultados preliminares, apresentava um rigor maior do que os valores padrões utilizados pelo simulador (quanto menor estes valores, maior o rigor). Estes parâmetros que são o **VOLTOL* e **VOLSHF* abaixo apresentados.

**VOLTOL* → parâmetro utilizado para especificar a tolerância de convergência para o potencial elétrico. Se não for declarado, o valor padrão é assumido $V_{tol} = 10$ V.

**VOLSHF* → parâmetro utilizado para especificar a mudança numérica da tensão elétrica. Se não declarado, o valor assumido é $V_{shift} = 10^{-3}$ V.

Aconselha-se que $V_{shift} = 10^{-4} V_{tol}$.

Diante disso, foram realizadas algumas simulações no intuito de observar se a variação desses parâmetros influenciava nas principais respostas. Então, alguns fatores multiplicadores foram utilizados no intuito de majorar e minorar a magnitude desses parâmetros, com relação aos valores padrão. Tais fatores multiplicadores são mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Fatores multiplicadores de VOLSHF e VOLTOL

	VOLSHF	VOLTOL
Majoradores	2, 5, 10, 20 e 50	2 e 5
Minoradores	1/2, 1/5 e 1/10	1/2, 1/5 e 1/10

Além de utilizar os fatores multiplicadores para VOLTOL e VOLSHF, como mostrado na Tabela 4.5, também foram utilizados os valores padrões destes parâmetros. Os casos testados

utilizaram o mesmo reservatório, havendo somente mudança nos valores de VOLTOL e VOLSHF, como mostra a Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Comparativo entre casos

Nome	VOLTOL	VOLSHF	Óleo (m ³)	Água (m ³)	Energia (kWh)	Tempo	FR%	Tempo%
Volshift 10a	10	1E-03	57.146	211.073	4,09E7	0:29:07	47,70	55,57
Volshift 20a	20	2E-03	57.234	211.068	4,09E7	0:19:35	47,77	4,63
Volshift 50a	50	5E-03	57.228	211.062	4,10E7	0:26:10	47,77	39,80
Volshift 1	1	1E-05	57.208	211.068	4,09E7	0:19:38	47,75	4,90
Volshift 2	2	2E-05	57.234	211.080	4,09E7	0:20:25	47,77	9,08
Volshift 5	5	5E-05	57.246	211.049	4,10E7	0:18:43	47,78	0,00
Volshift 10	10	1E-04	57.246	211.049	4,10E7	0:18:43	47,78	–
Volshift 20	20	2E-04	57.234	211.080	4,09E7	0:27:51	47,77	48,80
Volshift 50	50	5E-04	57.219	211.073	4,09E7	0:32:37	47,76	74,27
Volshift 1a	1	1E-04	57.246	211.049	4,10E7	0:18:42	47,78	- 0,09
Volshift 2a	2	2E-04	57.234	211.080	4,09E7	0:19:33	47,77	4,45
Volshift 5a	5	5E-04	57.219	211.073	4,09E7	0:19:17	47,76	3,03

A Tabela 4.6 mostra para os casos testados, o volume da produção acumulada de óleo, de água e de energia elétrica consumida, bem como, a fração recuperada de óleo (em um projeto de 20 anos), o tempo necessário para realizar a simulação e a variação percentual do tempo gasto para uma dada simulação em relação ao caso Volshift 10 (valores padrões do STARS para *VOLTOL e *VOLSHF).

Obs.: estas simulações foram realizadas utilizando um PC com processador *Intel® Pentium® 4*, 3.4GHz, 2 GBytes RAM, núcleo simples com aproximadamente 125 milhões de transistores, operando com S.O. *Windows XP*.

Observa-se que apesar do aumento e diminuição do rigor com que os cálculos são realizados, os valores observados nas colunas de produção acumulada de óleo, de água e de consumo de energia elétrica, sofrem uma pequena variação nestes 12 casos.

Com o auxílio da Tabela 4.6, foram escolhidos os valores utilizados no caso Volshift 1, pois, apesar de possuir uma melhor aproximação do caso contínuo, apresentou um aumento de somente 4,9% no tempo utilizado na simulação em relação ao caso que utilizou os valores padrões no simulador *STARS*.

4.5.2 Malha cartesiana

Para fazer o refinamento da malha, é necessário fazer diminuição no tamanho dos blocos da malha para observar se a resposta gerada pela simulação é significativamente influenciada pelas dimensões verticais e horizontais das células do sistema cartesiano.

Para estas simulações e as que originaram os resultados apresentados no Capítulo 5, foi utilizado um servidor com processador *Intel® Xeon® E5410*, 2.33GHz, 4 GBytes de RAM, núcleo composto (8 cores) com aprox. 820 milhões de transistores, entretanto, somente 1 core utilizado para a simulação, operando com S.O. *Windows Server 2003*.

Inicialmente, o modelo utilizado apresentava suas dimensões como mostrado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7. Dimensões do Modelo antes do Refinamento

	Número de blocos			Dimensões da malha (m)		
	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>
Zona de Óleo	25	25	10	200	200	20
Zona de Água	25	25	05	200	200	10

Dessa forma, as células possuíam em *i* e em *j*, 8m de comprimento e em *k* 2 m independento da zona. Então, algumas modificações no tamanho das células foram realizadas. Os principais arranjos são mostrados na Tabela 4.8. Vale salientar que alguns arranjos não foram colocados nesta tabela, pois necessitavam de uma demasiada capacidade computacional para executá-los.

Exemplificando, a primeira mudança realizada basicamente dividiu as células na direção *i* e *j* pela metade, no entanto, a célula que possuía o poço central foi dividida em 3 células para mantê-lo na mesma posição. Ficando assim, 24 células de 4 m, seguido de 3 células de 2,67 m seguido por mais 24 células de 4 m, como mostra *Base B2*.

Tabela 4.8. Seleção das dimensões escolhidas para a escolha do refinamento

Nome	Grid	DI	DJ	DK
Base B2	51x51x15	24*4 3*2,67 24*4	24*4 3*2,67 24*4	10*2 5*2
Entre Poços	47x47x15	8 22*4 8 22*4 8	8 22*4 8 22*4 8	10*2 5*2
Só ZA 01	25x25x20	8	8	10*2 10*1
Só ZA 02	25x25x30	8	8	10*2 20*0,5
Só ZO 01	25x25x25	8	8	20*1 5*2
Só ZO 02	25x25x45	8	8	40*0,5 5*2
Ambas Zonas	25x25x30	8	8	20*1 10*1

Na Tabela 4.9, é mostrado um comparativo dos valores de produção acumulada de óleo, de água, e do consumo de energia elétrica em 20 anos de projeto, e o tempo usado para processamento em valores absolutos e relativos ao modelo base *Volshift 1*. Os eletrodos sempre possuem 10 m de comprimento e estão posicionados ao longo dos poços verticais, centralizados na zona de óleo.

Tabela 4.9. Comparativo entre casos

Nome	Óleo%	Água%	Gás%	Energia%	Tempo	Tempo X
Base B2	-3,18	-0,50	-3,19	10,77	3:25:08	10,45
Entre Poços	0,68	0,08	0,67	-1,19	1:34:00	4,79
Só ZA 01	0,11	-0,02	0,09	-0,78	0:25:20	1,29
Só ZA 02	0,14	-0,04	0,12	-0,05	0:45:06	2,30
Só ZO 01	0,49	0,09	0,47	-0,54	0:43:43	2,23
Só ZO 02	0,65	0,09	0,63	-0,79	2:21:58	7,23
Ambas Zonas	0,51	0,06	0,49	-0,66	0:48:42	2,48

Apenas a análise dos valores mostrados na Tabela 4.9, não é o suficiente para a escolha do refinamento adequado. Observou-se que a temperatura alcançada nas células próximas dos eletrodos é bastante influenciada pelo refinamento próximo destes.

Os casos *Só ZA 01* e *Só ZA 02*, os quais foram refinados somente na zona de água, não trouxe melhores resultados, já que o refinamento não influenciou significativamente nos resultados obtidos. O modelo *Entre Poços* trouxe um excessivo custo computacional sem agregar com isso informações significativas.

O refinamento do modelo *Só ZO 02*, no qual as espessuras de suas células possuem apenas meio metro, apesar de demandar um custo computacional elevado, apresentou excessivos problemas de temperatura. Já o modelo *Só ZO 01* não era tão vulnerável ao excesso de temperatura, sem um excessivo tempo de processamento. Dessa forma, o refinamento adotado em *Só ZO 01* foi escolhido para dar continuidade ao trabalho, sendo renomeado para Refinamento Base.

Tabela 4.10. Dimensões do Refinamento Base

	Número de blocos em			Dimensões da célula em (m)		
	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>
Zona de Óleo	25	25	20	8	8	1
Zona de Água	25	25	05	8	8	2

Generalizando, admite-se que sejam adequadas as dimensões horizontais de 8 m e a vertical de 1 m para a zona de óleo do reservatório e de 2 m para a zona de água. Podendo-se, dessa forma, utilizar destas dimensões para reservatórios mais espessos ou mais delgados que utilizam de AER como método de recuperação avançada.

A Figura 4.2 mostra a malha utilizada na modelagem do processo. As regiões em marrom representam saturações em torno de 64% e as regiões em verde mostram saturações de óleo em torno de 0%.

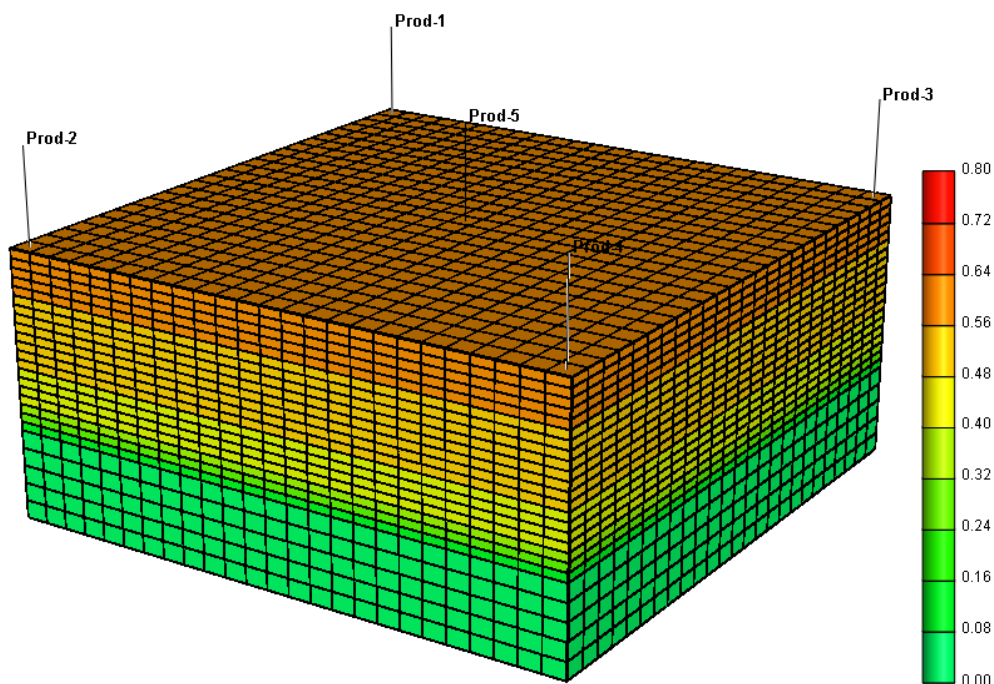


Figura 4.2. Refinamento da malha

Este modelo possui características para representar uma amostra de um reservatório de petróleo do Nordeste brasileiro. O espaçamento entre os poços e sua distribuição, corresponde ao que existe realmente na região. A priori, poder-se-ia utilizar $\frac{1}{4}$ de Five-spot. No entanto, isto restringiria bastante a quantidade de configurações elétrica.

4.6 Parâmetros de reservatório e operacionais analisados

Nesta secção são mostradas as mudanças realizadas no Modelo Base. Cada mudança nos parâmetros de reservatório implica em outro reservatório diferente do representado no Modelo Base. Dessa forma, a mudança dos parâmetros de reservatório tem a finalidade de aplicar o Aquecimento Eletromagnético Resistivo em reservatórios com características diversas.

4.6.1 Parâmetros de Reservatório

Para estudar a sensibilidade da recuperação de óleo e da energia consumida, quando se utiliza o processo de aquecimento eletromagnético resistivo em alguns reservatórios, foram escolhidos alguns parâmetros de reservatórios de acordo com os parâmetros encontrados nos reservatórios do nordeste brasileiro. Dessa forma, um planejamento experimental com 5 (cinco) parâmetros, dentre os quais 4 (quatro) possuem 2 (dois) níveis e o parâmetro restante possui três (3) níveis, resultando para este planejamento fatorial completo, o total de 48 simulações. A Tabela 4.11 mostra os parâmetros estudados, seus níveis e seus respectivos atributos neste planejamento experimental.

Tabela 4.11. Parâmetros de reservatório

Parâmetros	-1	0	1
Espessura da zona de óleo (ZO), m	10	20	30
Aqüífero (AQ)	Não Presente	-	Presente (de fundo)
Capa de Gás (CAP)	Não Presente	-	Presente (2 m)
Saturação de água residual (Swr)	0,28	-	0,36
Permeabilidade relativa da água na saturação residual do óleo (Krwro)	0,08	-	0,12

4.6.2 Configurações Elétricas

Nesta análise, o reservatório tem as mesmas características utilizadas no Modelo Base. O Modelo Base utiliza, para fornecimento de energia elétrica aos eletrodos, apenas uma fase elétrica (alimentando o eletrodo do poço central). Dessa forma, a corrente elétrica que chega ao reservatório, via eletrodo central, se dividirá uniformemente (em reservatórios de resistividade elétrica homogênea) para os demais eletrodos.

Desde que o sistema de malhas utilizando o aquecimento eletromagnético resistivo seja repetitivo de acordo com o Modelo Base, as temperaturas alcançadas nos eletrodos fases serão iguais às dos eletrodos de retorno (tensão de 0 V), já que, a quantidade de corrente elétrica que passa por um elemento resistivo a uma distância L de um eletrodo de retorno será igual a quantidade de corrente elétrica que passará por um elemento resistivo a uma distância L de um eletrodo fase.

No entanto, para um conjunto de cinco poços espaçados como em um sistema *Five-spot*, foram realizadas mudanças na distribuição das fases elétricas, objetivando encontrar configurações elétricas que pudessem fornecer uma distribuição de corrente elétrica de modo a proporcionar temperaturas mais próximas nas proximidades dos eletrodos, quando comparadas com o perfil de aquecimento obtido no Modelo Base.

A Figura 4.3 mostra de uma vista superior, a localização dos poços e a configuração geral de distribuição das fases. Esta figura sugere a utilização de 5 níveis de tensão (V_1 a V_5) com suas respectivas defasagens angulares (θ_1 a θ_5), sugerindo a utilização de um sistema penta-fásico (sistema com 5 fases). No entanto, a aplicação disso na prática necessitaria de um tratamento elétrico especial.

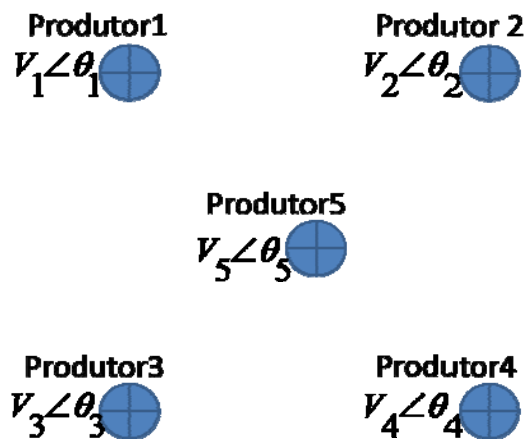


Figura 4.3. Localização dos poços e da tensão dos eletrodos

Dessa forma, a escolha do número de fases elétricas a serem utilizadas limitaram-se a 3 (três) que é a quantidade de fases utilizadas no sistema elétrico de potência comercial, onde possuem defasagens angular de 120° . A Tabela 4.12 mostra as configurações elétricas escolhidas.

Tabela 4.12. Configurações da alimentação elétrica

Configuração	Eletrodo 1 (V)	Eletrodo 2 (V)	Eletrodo 3 (V)	Eletrodo 4 (V)	Eletrodo 5 (V)	Número de Fases
Geral	$V_1 \angle \theta_1$	$V_2 \angle \theta_2$	$V_3 \angle \theta_3$	$V_4 \angle \theta_4$	$V_5 \angle \theta_5$	-
Config00	0	0	0	0	110∠0°	1
Config01	110∠120°	110∠120°	110∠240°	110∠240°	110∠0°	3
Config02	110∠120°	110∠120°	110∠240°	110∠240°	110∠0°	3
Config03	110∠0°	0	0	110∠0°	110∠0°	1
Config04	110∠0°	110∠120°	110∠120°	110∠0°	110∠0°	2
Config05	110∠0°	110∠120°	110∠240°	110∠0°	110∠0°	3

Estas configurações elétricas foram escolhidas segundo a distribuição do fluxo de corrente elétrica esperada na zona de óleo. A configuração *Config02* apresenta a mesma distribuição de fases da *Config01*, todavia, esta configuração apresenta dois eletrodos por poço de 5 m de comprimento cada, espaçados por 4 m. Observe que a configuração *Config00* é a configuração elétrica utilizada no Modelo Base, que é utilizada como referência.

4.6.3 Parâmetros Operacionais (Elétricos)

Após terem sido analisados os parâmetros de incerteza do reservatório, foram escolhidos três reservatórios com diferentes características para realizar uma análise dos parâmetros operacionais (elétricos) e se possível otimizá-los. A Tabela 4.13 mostra os valores utilizados para análise dos parâmetros operacionais.

Tabela 4.13. Parâmetros operacionais

Parâmetros	-1	0	1
Reservatório (Res.)	Com Aquífero	Sem Capa de Gás e Sem Aquífero	Com Capa de Gás
Salinidade da Água (Sal)	300 PPM	-	30.000 PPM
Localização dos Eletrodos (Local)	Base	Centro	Topo
Configuração Elétrica (Config)	0	1	4
Nível de Tensão (Tensão)	55 V	82,5 V	110 V

A denominação *Base* equivale ao posicionamento (completação) dos eletrodos nas camadas compreendidas entre 8 e 18, *Centro* entre a camada 5 a 15 e a designação *Topo* entre a camadas 1 a 10. Portanto, independente da localização, o eletrodo possui 10 m de comprimento.

Neste trabalho também foi analisado como o fato de desligar a tensão elétrica nos eletrodos afeta a recuperação de óleo, de forma a minimizar a energia gasta quando o método AER é utilizado.

4.7 Fração Recuperada de Óleo

A fração recuperada de óleo para um reservatório ou para uma porção do reservatório é a medida da relação entre a quantidade de óleo que é extraída e uma quantidade inicialmente contida no meio poroso (4.1).

Por exemplo, para um sistema de malha com cinco poços, como um sistema conhecido como “five-spot”, a fração recuperada total do sistema pode ser calculada como mostrada na equação (4.1).

$$FR = \frac{CO1 + CO2 + CO3 + CO4 + CO5}{VOOIP} \quad (4.1)$$

Onde:

COX é a produção acumulada de óleo (Cumulative Oil) do poço X;

VOOIP é o volume original de óleo *in place*;

FR é a fração recuperada de óleo para o sistema “five-spot”.

Pode ser usada também uma relação para medir a influência da produção de cada poço na fração recuperada de óleo em um sistema de malha, relação esta derivada da equação (4.1), mostrada na equação (4.2).

$$FR = \frac{CO1}{VOOIP} + \frac{CO2}{VOOIP} + \frac{CO3}{VOOIP} + \frac{CO4}{VOOIP} + \frac{CO5}{VOOIP} \quad (4.2)$$

Onde, cada termo da soma da porção direita da equação pode ser conhecida como “fração recuperada de óleo por poço”.

Esta relação pode ser usada quando é significativa a influência de um poço no fator de recuperação dos diversos poços de uma malha. Como por exemplo, se o poço central de uma malha “five-spot” venha a ser utilizado para injeção de água, o valor da fração de óleo

recuperado pelo poço central, se resumirá a porção produzida de óleo fora do período de injeção de água.

4.8 Produção Líquida Acumulada

Cada método de recuperação avançada possui suas limitações e trazem consigo custos inerentes. Quando as características do reservatório são favoráveis para a aplicação de um determinado processo, este pode trazer uma grande vantagem econômica, enquanto que, quando aplicado em reservatórios com outras características, pode ser economicamente inviável.

Diante disso e do significativo montante de energia elétrica que pode vir a ser consumida neste processo, é necessário fazer uma análise técnico-econômica do processo.

É realizada neste trabalho, considerando o preço da energia elétrica e o preço do petróleo produzido, uma análise técnico-econômica através da produção líquida acumulada, de modo a avaliar o retorno financeiro de empregar o aquecimento eletromagnético resistivo como método de recuperação avançada de petróleo.

A produção líquida acumulada, de maneira simplificada, é o resultado da receita do projeto descontado os custos ou despesas para a realização do processo. Matematicamente, isso equivale à expressão da equação (4.3).

$$NpLiq = Produção - Custo \quad (4.3)$$

Onde, *Produção* é o montante de óleo produzido em um determinado instante e *Custo* é o montante de óleo necessário para pagar a despesa com a energia elétrica no mesmo instante.

Portanto, para um processo ser economicamente viável em um determinado caso, o termo *custos* deve ser significativamente menor do que o montante adicional de óleo produzido pelo processo.

Define-se, razão óleo-energia (*ROE*), como sendo a relação econômica existente entre um volume de óleo e uma quantidade de energia elétrica. Em outras palavras, é o volume de óleo necessário para pagar certo montante de energia elétrica consumida.

$$ROE = \frac{Volume}{Energia} \left[m^3 \text{ de óleo STD/MWh} \right] \quad (4.4)$$

Utilizando o conceito de *ROE*, o *Custo* pode então ser escrito segundo a equação (4.5).

$$Custo = ROE \cdot Consumo \text{ de Energia} \quad (4.5)$$

Neste trabalho para se chegar a um valor de produção líquida acumulada, algumas considerações foram admitidas.

$$\underbrace{[bbl / US\$]}_{\text{Preço do petróleo}} \cdot \underbrace{[R\$ / MWh]}_{\text{Preço da energia}} \cdot \underbrace{[US\$ / R\$]}_{\text{Taxa de câmbio}} = \underbrace{[bbl / MWh]}_{ROE} \quad (4.6)$$

$$\underbrace{[bbl / US\$]}_{\text{Preço do petróleo}} \cdot \underbrace{[R\$ / MWh]}_{\text{Preço da energia}} \cdot \underbrace{[US\$ / R\$]}_{\text{Taxa de câmbio}} \cdot \underbrace{\left[\frac{0,159m^3}{bbl} \right]}_{\text{Conversão de unidade}} = \underbrace{[m^3 / MWh]}_{ROE} \quad (4.7)$$

Admitindo-se o preço de 1 barril de petróleo a 50 dólares e a taxa de cambio de US\$ 1,00 a R\$ 2,00 e o preço a energia para instalações industriais de R\$ 200/MWh, chegou-se a:

$$\frac{bbl}{US\$ 50} \cdot \frac{US\$ 1}{R\$ 2} \cdot \frac{R\$ 200}{MWh} = 2 \text{ bbl/MWh} \quad (4.8)$$

Isto equivale a:

$$\frac{bbl}{US\$ 50} \cdot \frac{US\$ 1}{R\$ 2} \cdot \frac{R\$ 200}{MWh} \cdot \frac{0,159m^3}{bbl} = 0,318m^3/MWh \quad (4.9)$$

Ou seja, para pagar o custo com 1 MWh é necessário que seja produzido ao menos 0,318 m³ de óleo. Dessa forma, segundo essas considerações, o custo de energia é de 2 bbl/MWh ou 0,318 m³/MWh.

Portanto, a expressão utilizada para a produção líquida acumulada é mostrada na equação (4.10).

$$NpLiq = Np - ROE \cdot Energia \quad (4.10)$$

4.9 Metodologia de trabalho

Para realizar a análise do processo de aquecimento eletromagnético resistivo foi utilizada a seguinte metodologia:

- 1) Montagem do modelo do processo e do reservatório;
- 2) Análise de sensibilidade de parâmetros de reservatório;
- 3) Escolha de três modelos de reservatório:
 - a. com capa de gás;
 - b. com aquífero;
 - c. sem aquífero e sem capa de gás;
- 4) Análise dos parâmetros operacionais (elétricos);
- 5) Estudo de diferentes cronogramas de tensão;
- 6) Análise e discussão dos resultados;
- 7) Conclusões e recomendações do estudo.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

5 Resultados e Discussões

Neste Capítulo são apresentados os principais resultados encontrados. Obteve-se que o processo de aquecimento elétrico resistivo pode ser uma alternativa na recuperação de óleos pesados, devido ao incremento na produção de óleo. Foi realizada uma análise de sensibilidade dos atributos de reservatório e operacionais, encontrando que o processo pode ser utilizado em diversos cenários.

Os resultados foram mostrados e discutidos da seguinte forma:

1. Comparação entre um modelo sem AER e com AER;
2. Análise dos parâmetros de reservatório através de:
 - a. Tabelas com N_p , FR, W_p e Consumo de energia;
 - b. Diagramas de Pareto e Superfícies de resposta;
3. Do item 2, foram escolhidos três sistemas, com mesmo Sw_r e K_{rw} :
 - a. Com capa de gás;
 - b. Com aquífero;
 - c. Sem capa de gás e sem aquífero;
4. Do item 3, escolheu-se o sistema *Sem capa de gás e sem aquífero* para analisar a distribuição das fases elétricas nos eletrodos;
 - a. Compara-se a configuração do *Modelo Base* com mais 5 (cinco) configurações através de:
 - i. Vazão de óleo, N_p , consumo de energia elétrica, FR *versus* consumo de energia elétrica, FR por poço, consumo de energia elétrica por poço;
5. Do item 4, escolheu-se uma configuração elétrica para analisá-la com diferentes cronogramas de tensão;
6. Análise de parâmetros operacionais elétricos (do item 4, entre outros) com *sistema c* do item 3, com 20 m de zona de óleo, e com duas salinidades. Analisados através de:
 - a. Tabelas com N_p , FR, W_p e Consumo de energia;
 - b. Diagramas de Pareto e Superfícies de resposta;
7. Análise de eficiência energética;
8. Análise da componente de volume produzido devido ao AER;
9. Análise econômica através da produção líquida acumulada.

5.1 Modelo Base

Esta secção mostra os resultados de produção proveniente de um reservatório que possui características similares aos encontrados no Nordeste Brasileiro e submetido aos parâmetros operacionais apresentados na secção 4.4. A denominação Modelo Base se refere a um reservatório de petróleo as características seguintes:

- 20 m de zona de óleo e 10 m de zona de água;
- Sem capa de gás (mas com gás em solução);
- Sem entrada de água por aquífero;
- Completação central (50% da zona de óleo);
- Parâmetros de reservatório (Tabela 4.3);
- Permeabilidade relativa (Figura 4.1);
- Parâmetros operacionais (Tabela 4.4);
- Eletrodos centralizados na zona de óleo com tensão de alimentação do eletrodo central de 110 V e dos demais no potencial de terra (ou 0 V).

5.1.1 Produção de óleo e água

A Figura 5.1 mostra o comportamento da vazão de óleo e seu acumulado para o reservatório de 20 metros de zona de óleo ao produzir pelos mecanismos naturais de recuperação (recuperação primária) e sob efeito do modelo base para o Aquecimento Eletromagnético Resistivo.

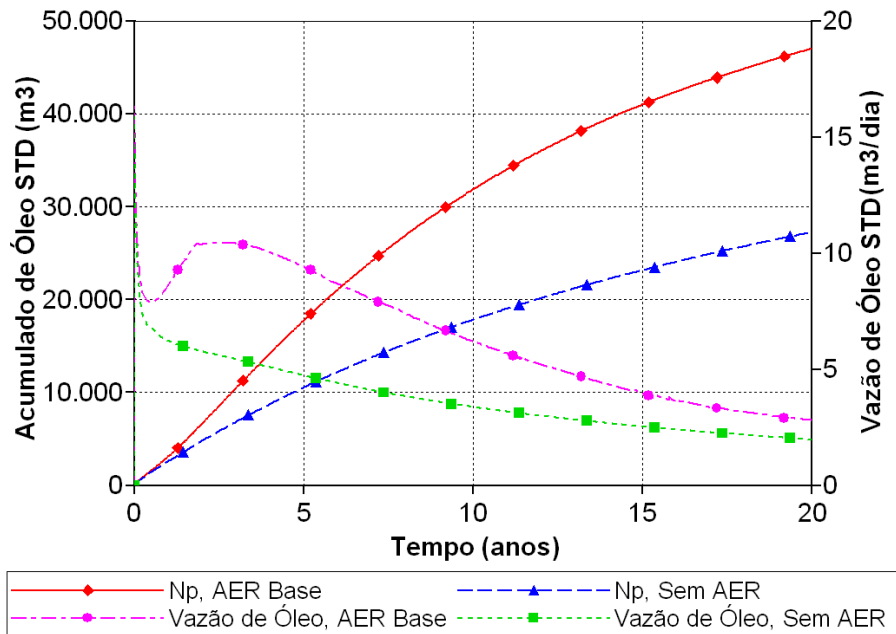


Figura 5.1. Produção acumulada e Vazão de Óleo para recuperação primária e AER-Base

Observa-se que o Aquecimento Elétrico Resistivo funciona como um método de recuperação avançada, pois este promove um aumento significativo na vazão de óleo já nos primeiros anos de produção, a qual se mantém superior por todo o período dos 20 anos analisados. O incremento na produção de óleo é devido à redução da viscosidade do óleo no reservatório, decorrente do aumento de sua temperatura, ocasionada pela passagem da corrente elétrica no reservatório.

A Figura 5.2 mostra o comportamento da vazão de água e seu cumulativo para os mesmos sistemas ao longo de 20 anos.

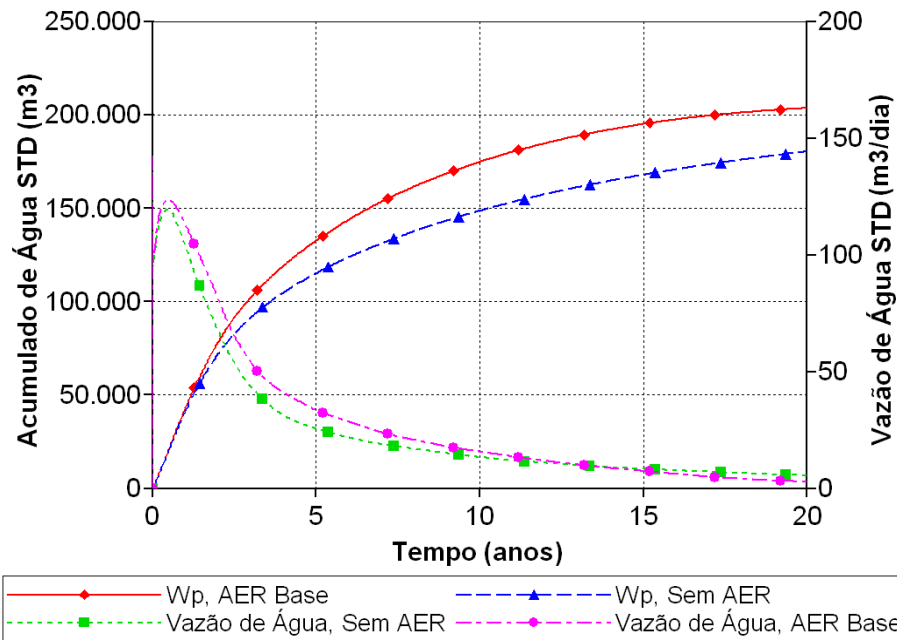


Figura 5.2. Produção acumulada e Vazão de Água para recuperação primária e AER-Base

Observa-se que o aumento de temperatura no reservatório promove além do aumento de vazão de óleo, um acréscimo na vazão de água, devido à redução da viscosidade dos fluidos contidos no reservatório. Este reservatório tem água móvel, ou seja, a saturação inicial de água no sistema está acima da água conata do reservatório permitindo então que a água móvel possa ser produzida no processo.

5.2 Análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório

Na comparação entre os processos com e sem aquecimento foi observado que o processo AER promove um incremento na produção acumulada de óleo e conseqüentemente na receita do projeto. No entanto, os reservatórios de petróleo ao redor do mundo podem possuir propriedades que implicam em valores diferentes dos parâmetros utilizados no estudo deste trabalho.

Diante disso, é necessário saber quais parâmetros do reservatório e com qual intensidade estes interferem no comportamento do sistema que utiliza do Aquecimento Eletromagnético Resistivo como método de recuperação avançada. Dessa forma, um planejamento experimental foi montado de modo que seja possível afirmar estatisticamente quais parâmetros tem interferência no processo, analisando a recuperação de óleo e a energia consumida para produzi-lo.

Assim, alguns parâmetros foram escolhidos para essa análise e seus respectivos valores são mostrados na Tabela 5.1. Onde o valor mínimo para cada parâmetro é representado por -1, o valor intermediário por 0 e o valor máximo por 1.

Tabela 5.1. Parâmetros analisados e seus respectivos valores

Parâmetros	-1	0	1
Espessura da zona de óleo (ZO), m	10	20	30
Aquífero (AQ)	Não Presente	-	Presente (de fundo)
Capa de Gás (CAP)	Não Presente	-	Presente (2 m)
Saturação de água residual (Swr)	0,28	-	0,36
Permeabilidade relativa da água na saturação residual do óleo (Krwro)	0,08	-	0,12

O modelo do aquífero utilizado segue o modelo de Carter-Tracy de aquífero infinito, com entrada de água pela base (fundo) do reservatório.

Todas as combinações envolvendo os níveis dos parâmetros mostrados na Tabela 5.1 resultaram em 48 simulações. Os níveis de tensão aplicada nos eletrodos seguem o estabelecido na secção 4.4, no entanto, o comprimento dos eletrodos acompanha a proporcionalidade com a espessura da zona de óleo.

As respostas, produção acumulada de óleo e consumo acumulado de energia são os principais valores de saída das simulações que interferem na economicidade do sistema, já que o montante de óleo recuperado corresponde à receita e o montante de energia utilizada no aquecimento corresponde à um componente importante de despesa do projeto.

A Tabela 5.2 mostra todos os possíveis reservatórios oriundos das combinações dos parâmetros da Tabela 5.1, com seus respectivos volumes originais de óleo.

As Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 mostram os principais resultados obtidos (do planejamento fatorial) que são a produção acumulada de óleo (Np), a fração recuperada de óleo (FR), a produção acumulada de água (Wp) e o consumo de energia (Energia) em 5, 10, 15 e 20 anos para os reservatórios de 10 m (Tabela 5.3), 20 m (Tabela 5.4), e 30 m (Tabela 5.5). Todas as tabelas foram organizadas em forma decrescente no FR para 20 anos.

Tabela 5.2. Reservatórios e respectivas características

Reservatório	ZO (m)	CAP	AQ	Swr	Krwro	VOIP (m ³ STD)
A1	10	sem capa	sem AQ	0,28	0,08	52.291
B1	10	sem capa	sem AQ	0,28	0,12	52.291
C1	10	sem capa	sem AQ	0,36	0,08	46.481
D1	10	sem capa	sem AQ	0,36	0,12	46.481
E1	10	sem capa	com AQ	0,28	0,08	52.291
F1	10	sem capa	com AQ	0,28	0,12	52.291
G1	10	sem capa	com AQ	0,36	0,08	46.481
H1	10	sem capa	com AQ	0,36	0,12	46.481
I1	10	capa 2 m	sem AQ	0,28	0,08	52.438
J1	10	capa 2 m	sem AQ	0,28	0,12	52.438
K1	10	capa 2 m	sem AQ	0,36	0,08	46.616
L1	10	capa 2 m	sem AQ	0,36	0,12	46.616
M1	10	capa 2 m	com AQ	0,28	0,08	52.438
N1	10	capa 2 m	com AQ	0,28	0,12	52.438
O1	10	capa 2 m	com AQ	0,36	0,08	46.616
P1	10	capa 2 m	com AQ	0,36	0,12	46.616
A2	20	sem capa	sem AQ	0,28	0,08	125.324
B2	20	sem capa	sem AQ	0,28	0,12	125.324
C2	20	sem capa	sem AQ	0,36	0,08	111.405
D2	20	sem capa	sem AQ	0,36	0,12	111.405
E2	20	sem capa	com AQ	0,28	0,08	125.324
F2	20	sem capa	com AQ	0,28	0,12	125.324
G2	20	sem capa	com AQ	0,36	0,08	111.405
H2	20	sem capa	com AQ	0,36	0,12	111.405
I2	20	capa 2 m	sem AQ	0,28	0,08	125.535
J2	20	capa 2 m	sem AQ	0,28	0,12	125.535
K2	20	capa 2 m	sem AQ	0,36	0,08	111.585
L2	20	capa 2 m	sem AQ	0,36	0,12	111.585
M2	20	capa 2 m	com AQ	0,28	0,08	125.535
N2	20	capa 2 m	com AQ	0,28	0,12	125.535
O2	20	capa 2 m	com AQ	0,36	0,08	111.585
P2	20	capa 2 m	com AQ	0,36	0,12	111.585
A3	30	sem capa	sem AQ	0,28	0,08	206.679
B3	30	sem capa	sem AQ	0,28	0,12	206.679
C3	30	sem capa	sem AQ	0,36	0,08	183.714
D3	30	sem capa	sem AQ	0,36	0,12	183.714
E3	30	sem capa	com AQ	0,28	0,08	206.679
F3	30	sem capa	com AQ	0,28	0,12	206.679
G3	30	sem capa	com AQ	0,36	0,08	183.714
H3	30	sem capa	com AQ	0,36	0,12	183.714
I3	30	capa 2 m	sem AQ	0,28	0,08	206.940
J3	30	capa 2 m	sem AQ	0,28	0,12	206.940
K3	30	capa 2 m	sem AQ	0,36	0,08	183.954
L3	30	capa 2 m	sem AQ	0,36	0,12	183.954
M3	30	capa 2 m	com AQ	0,28	0,08	206.940
N3	30	capa 2 m	com AQ	0,28	0,12	206.940
O3	30	capa 2 m	com AQ	0,36	0,08	183.954
P3	30	capa 2 m	com AQ	0,36	0,12	183.954

Tabela 5.3. Valores do Estudo Paramétrico do Reservatório de 10 m de Zona de Óleo

Reservatório	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Wp (x 10 ³ m ³ STD)				Energia (GWh)			
	Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
D1	5,55	10,27	14,15	16,95	11,9	22,1	30,5	36,5	101,5	104,8	107,1	108,6	1,58	3,31	5,07	6,88
C1	5,70	10,16	14,04	16,86	12,3	21,9	30,2	36,3	99,4	104,5	106,8	108,4	1,58	3,30	5,06	6,86
B1	5,90	10,96	15,33	18,59	11,3	21,0	29,3	35,6	100,7	103,5	105,2	106,5	1,58	3,32	5,09	6,92
A1	6,08	10,85	15,20	18,49	11,6	20,8	29,1	35,4	98,8	103,3	105,0	106,3	1,58	3,31	5,08	6,90
L1	4,98	9,04	12,54	15,14	10,7	19,4	26,9	32,5	108,7	112,9	114,8	116,2	1,67	3,50	5,37	7,31
K1	5,03	8,84	12,35	14,98	10,8	19,0	26,5	32,1	105,9	112,5	114,6	116,0	1,67	3,49	5,36	7,29
J1	5,34	9,63	13,56	16,57	10,2	18,4	25,9	31,6	106,5	110,1	111,6	112,7	1,67	3,52	5,42	7,38
I1	5,43	9,58	13,50	16,54	10,4	18,3	25,8	31,6	103,8	109,9	111,5	112,6	1,67	3,50	5,39	7,35
E1	1,91	3,02	3,92	4,71	3,7	5,8	7,5	9,0	271,7	544,3	817,2	1090,2	1,32	2,65	3,97	5,29
G1	1,71	2,68	3,47	4,15	3,7	5,8	7,5	8,9	271,9	544,7	817,6	1090,7	1,33	2,65	3,97	5,30
F1	1,40	2,26	2,97	3,60	2,7	4,3	5,7	6,9	272,2	545,1	818,1	1091,3	1,31	2,62	3,93	5,24
H1	1,26	2,01	2,64	3,19	2,7	4,3	5,7	6,9	272,4	545,4	818,5	1091,7	1,31	2,62	3,93	5,25
M1	1,49	2,14	2,66	3,12	2,8	4,1	5,1	5,9	272,1	545,2	818,4	1091,7	1,38	2,76	4,15	5,53
O1	1,30	1,83	2,25	2,59	2,8	3,9	4,8	5,6	272,3	545,5	818,9	1092,3	1,38	2,77	4,15	5,54
N1	1,11	1,65	2,06	2,42	2,1	3,1	3,9	4,6	272,5	545,7	819,1	1092,5	1,37	2,74	4,11	5,48
P1	0,95	1,40	1,75	2,04	2,0	3,0	3,8	4,4	272,7	546,0	819,4	1092,8	1,37	2,74	4,12	5,49

Tabela 5.4. Valores do estudo paramétrico do reservatório de 20 m de zona de óleo

Reservatório	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Wp (x 10 ³ m ³ STD)				Energia (GWh)			
	Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
C2	17,78	31,88	41,01	47,04	16,0	28,6	36,8	42,2	132,8	174,8	195,1	203,6	2,72	5,69	8,73	11,90
D2	17,99	31,69	40,44	46,52	16,2	28,4	36,3	41,8	141,7	181,1	198,7	204,9	2,74	5,71	8,77	11,90
K2	16,40	30,54	39,80	45,87	14,7	27,4	35,7	41,1	141,8	181,6	201,4	210,6	2,80	5,84	8,97	12,20
A2	18,90	34,25	44,44	51,45	15,1	27,3	35,5	41,1	131,1	170,5	189,6	197,7	2,73	5,70	8,74	11,90
B2	19,20	34,05	43,89	50,95	15,3	27,2	35,0	40,7	139,4	176,3	193,0	198,9	2,74	5,72	8,78	12,00
L2	16,35	30,24	39,19	45,22	14,7	27,1	35,1	40,5	149,1	187,0	204,9	212,1	2,80	5,86	8,99	12,20
I2	17,65	32,89	43,17	50,17	14,1	26,2	34,4	40,0	139,0	176,1	194,5	203,5	2,80	5,85	8,98	12,20
J2	17,59	32,60	42,57	49,53	14,0	26,0	33,9	39,5	145,9	181,2	197,9	204,7	2,81	5,87	9,00	12,30
G2	6,71	10,22	13,00	15,33	6,0	9,2	11,7	13,8	264,3	534,5	805,5	1076,9	2,39	4,76	7,12	9,48
E2	7,23	11,04	14,07	16,67	5,8	8,8	11,2	13,3	263,5	533,4	804,1	1075,2	2,39	4,75	7,11	9,47
H2	4,99	7,77	10,01	11,94	4,5	7,0	9,0	10,7	268,5	539,4	810,9	1082,8	2,35	4,69	7,03	9,37
F2	5,38	8,39	10,83	12,94	4,3	6,7	8,6	10,3	268,0	538,7	810,1	1081,7	2,35	4,69	7,03	9,36
O2	5,35	7,76	9,70	11,41	4,8	7,0	8,7	10,2	265,8	537,1	808,9	1081,0	2,43	4,84	7,25	9,65
M2	5,92	8,60	10,80	12,75	4,7	6,9	8,6	10,2	265,1	536,1	807,6	1079,5	2,43	4,84	7,24	9,64
P2	4,23	6,09	7,57	8,86	3,8	5,5	6,8	7,9	269,2	541,1	813,4	1085,9	2,40	4,78	7,16	9,55
N2	4,57	6,69	8,38	9,87	3,6	5,3	6,7	7,9	268,8	540,4	812,5	1084,7	2,40	4,78	7,16	9,54

Tabela 5.5. Valores do Estudo Paramétrico do Reservatório de 30 m de Zona de Óleo

Reservatório	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Wp (x 10 ³ m ³ STD)				Energia (GWh)			
	Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
C3	29,60	57,80	77,92	91,38	16,1	31,5	42,4	49,7	148,5	213,5	252,5	276,3	3,76	7,86	12,09	16,38
D3	30,38	58,29	77,77	90,59	16,5	31,7	42,3	49,3	161,7	224,1	260,8	282,3	3,78	7,90	12,14	16,45
K3	28,06	55,86	76,12	89,76	15,3	30,4	41,4	48,8	157,5	221,7	259,7	283,1	3,81	7,98	12,27	16,62
L3	28,78	56,44	76,06	89,07	15,6	30,7	41,3	48,4	170,6	232,1	267,9	289,0	3,83	8,02	12,32	16,69
A3	31,53	62,17	84,53	99,89	15,3	30,1	40,9	48,3	145,4	205,9	242,0	264,4	3,77	7,88	12,10	16,41
B3	32,33	62,68	84,39	99,17	15,6	30,3	40,8	48,0	157,9	215,6	249,7	269,8	3,79	7,92	12,15	16,47
I3	30,03	60,13	82,51	97,98	14,5	29,1	39,9	47,3	153,3	213,1	247,9	269,7	3,82	8,00	12,29	16,65
J3	31,07	60,99	82,68	97,53	15,0	29,5	40,0	47,1	166,0	222,8	255,6	275,3	3,84	8,04	12,34	16,72
G3	13,99	20,85	25,96	30,12	7,6	11,3	14,1	16,4	252,9	519,8	788,5	1058,0	3,40	6,76	10,09	13,41
E3	14,95	22,38	27,98	32,59	7,2	10,8	13,5	15,8	251,0	517,4	785,5	1054,7	3,40	6,76	10,09	13,41
O3	12,28	17,33	21,39	24,87	6,7	9,4	11,6	13,5	255,2	523,9	793,6	1063,9	3,43	6,81	10,17	13,52
M3	13,09	18,65	23,16	27,04	6,3	9,0	11,2	13,1	253,2	521,3	790,6	1060,5	3,44	6,81	10,17	13,53
H3	10,52	16,04	20,29	23,82	5,7	8,7	11,0	13,0	262,0	530,2	799,7	1069,9	3,34	6,65	9,95	13,24
F3	11,26	17,20	21,82	25,69	5,4	8,3	10,6	12,4	260,9	528,8	797,9	1067,8	3,34	6,66	9,95	13,25
P3	9,40	13,33	16,52	19,33	5,1	7,2	9,0	10,5	263,1	532,9	803,5	1074,4	3,38	6,71	10,04	13,36
N3	10,23	14,52	18,02	21,11	4,9	7,0	8,7	10,2	261,9	531,4	801,7	1072,3	3,38	6,72	10,04	13,36

As tabelas mostram que a máxima recuperação de óleo foi obtida para o reservatório sem capa de gás e sem aquífero, alcançando 36,5% para 10 m de zona de óleo, 42,2% para 20 m de zona de óleo e 49,7% para a fração recuperada de óleo em reservatório com 30 m de zona de óleo.

Baixas recuperações de óleo foram obtidas em reservatórios com aquífero, implicando em baixas frações recuperadas de óleo como 4,4% para 10m de zona de óleo, 7,9% para 20 m de zona de óleo e 10,2% para o reservatório com 30 m de zona de óleo.

A análise das respostas de recuperação de óleo e consumo de energia elétrica foram analisadas para 5, 10, 15 e 20 anos, através de *Diagramas de Pareto* e *Superfícies de Respostas*. No entanto, no corpo principal deste documento é mostrado para 10 e 20 anos. Devido a semelhança da resposta fornecida por estas análises, os *Diagramas de Pareto* e as *Superfícies de Respostas* para 5 e 15 anos estão mostrados no Apêndice B.

O *Diagrama de Pareto* mostra dentre os parâmetros estudados, quais variáveis possuem grande significância, bem como, as que não possuem significância estatística para a resposta analisada. Um valor positivo no *Diagrama de Pareto* indica que o referido fator influencia a resposta analisada no sentido de aumentá-la (neste caso, a fração recuperada de óleo ou energia consumida). Da mesma forma, um valor negativo referente a um parâmetro analisado, significa que tal variável contribui no sentido de diminuir o valor esperado para a resposta analisada.

Cada barra no *Diagrama de Pareto* está relacionada a um parâmetro analisado, no entanto, pode não ser mostrado, pois se assim for, sua influência deve não ser significativa na variável analisada.

A Figura 5.3 apresenta *Diagramas de Pareto* que mostram as influências dos parâmetros de reservatório na Fração Recuperada de Óleo e na energia consumida, em 10 anos e em 20 anos, quando utilizam-se as condições operacionais do Modelo Base, ajustando o comprimento dos eletrodos para cada espessura de zona de óleo.

Pode-se observar à esquerda de cada *Diagrama de Pareto*, a abreviação referente ao nome da variável expressa pelas respectivas barras. Os efeitos principais (AQ, ZO, CAP, Krwro e Swr) referem-se ao apresentado na Tabela 5.1. Cada efeito principal está associado a um número, de 1 ao 5, que representa o parâmetro nas interações entre os efeitos principais. A letra posicionada à direita do nome do parâmetro representa a influência da variável na forma linear (L) ou na forma quadrática (Q).

A Figura 5.3 mostra que a presença de aquífero, a espessura da zona de óleo, a interação entre estes e a presença de capa de gás são fatores que influenciam na fração recuperada de óleo (FR) em 10 anos, como mostrados nas quatro primeiras barras horizontais mais acima.

A primeira barra horizontal mostra a influência do efeito principal (a presença do aquífero) na fração recuperação de óleo, entretanto, o número negativo a direita da barra, significa que a presença do aquífero é um fator que prejudica a recuperação de óleo. Portanto, possuindo o significado físico de entrada de água nos poços produtores devido à alta mobilidade da água em relação ao óleo.

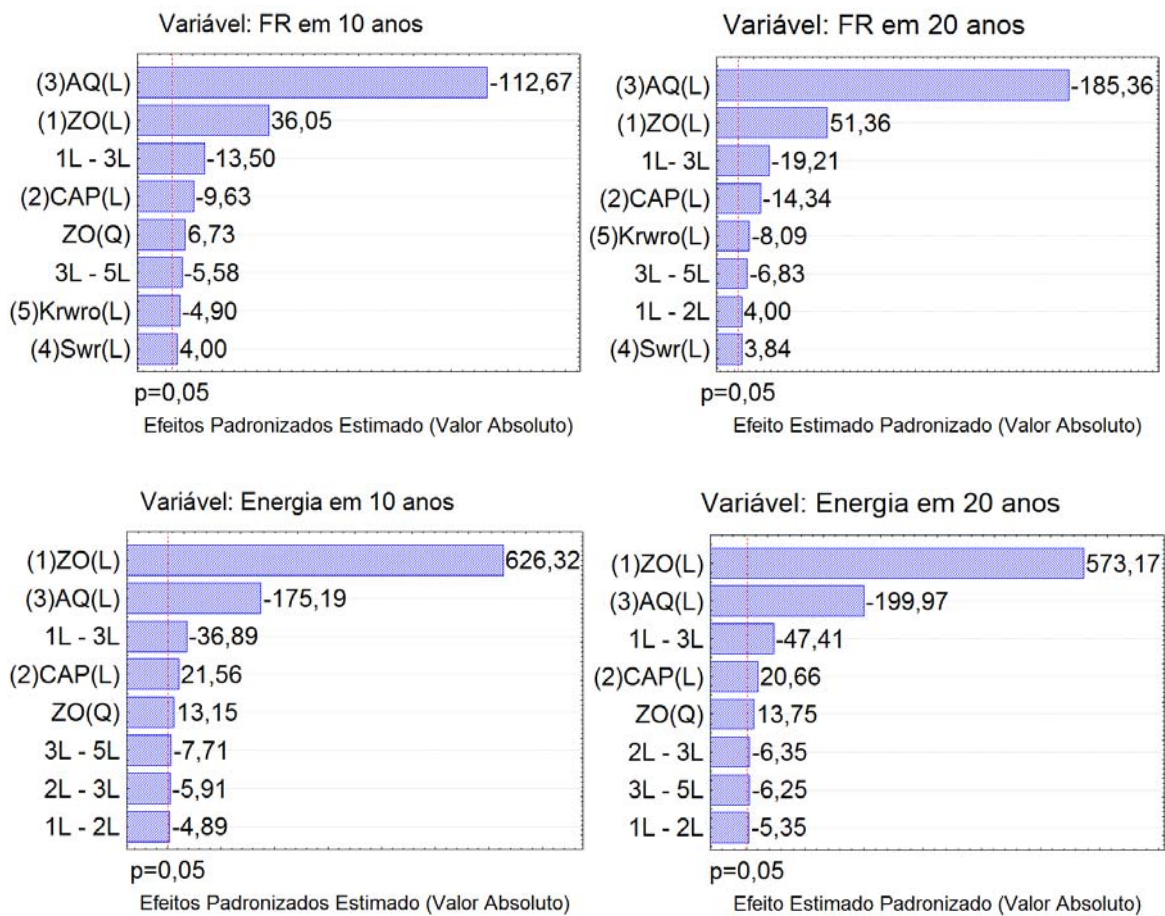


Figura 5.3. Influência dos parâmetros de reservatório na Fração Recuperada (FR) e no consumo de Energia

No Diagrama de Pareto também é possível observar que a Fração Recuperada de Óleo aumentou com a espessura da zona de óleo e esta tendência aumenta com o passar do tempo.

Nas condições simuladas do AER, as variáveis dos pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa como Swr e Krwro tiveram influência significativa na FR em 10 e 20 anos, porém uma baixa influência. Um aumento no valor da variável Swr no reservatório

aumenta a recuperação do óleo em 10 e 20 anos. Esta variável promove um incremento na água contida inicialmente no reservatório, diminuindo a saturação de óleo inicialmente do sistema.

Isto pode ser observado na Tabela 5.3, por exemplo, nos reservatórios A1 e C1 que possuem as mesmas características, exceto a SWR. O reservatório A1 ($S_{wr} = 0,28$) apresenta $N_p = 18.500 \text{ m}^3$ STD e $FR = 35,4 \%$, enquanto que o reservatório C1 ($S_{wr} = 0,36$) mostra um $N_p = 16.900 \text{ m}^3$ STD e $FR = 36,3\%$ em 20 anos.

A permeabilidade relativa da água na saturação residual do óleo, que é um ponto final das curvas de permeabilidade relativa, fator K_{rwro} , mostra que um incremento do valor deste fator diminui a recuperação de óleo para as análises em 10 e 20 anos, mas apresenta uma baixa influência. A diminuição do FR acontece porque um aumento desta variável aumenta a permeabilidade relativa da água no sistema, melhorando a sua mobilidade, enquanto que a do óleo permanece constante.

As interações mais significativas entre os parâmetros são 1L-3L (aquífero e zona de óleo) e 3L-5L (aquífero e permeabilidade relativa da água na saturação residual do óleo).

A Figura 5.3 mostra os Diagramas de Pareto para a resposta Energia consumida em 10 e 20 anos. A energia consumida é uma das variáveis de saída de interesse no processo, já que impacta na economicidade de um processo AER.

A Figura 5.3 também mostra que a entrada da água proveniente do aquífero é um fator que promove a redução do consumo de energia elétrica. Como a água do aquífero possui baixa condutividade elétrica, o aumento de volume de água no sistema aumenta a resistência elétrica efetiva do sistema de modo a diminuir a demanda de potência elétrica requerida pelo reservatório como carga.

A Figura 5.3 mostra em sua primeira barra a influência da espessura da zona de óleo no consumo de energia elétrica aos 10 anos. Nos sistemas aqui utilizados, o comprimento dos eletrodos presente no e ao longo dos poços possui comprimento igual à metade da espessura da zona de óleo. A presença de capa de gás como um fator que aumenta o consumo de energia elétrica ocorre pelo fato de que os casos que apresentam capa de gás possuem mais dois metros de rocha sobre a zona de óleo. Estes dois metros adicionais de rocha promovem uma redução da resistência elétrica à jusante da unidade de potência, que implicará no aumento da

demanda de potência elétrica, já que, a intensidade da tensão elétrica fornecida pela unidade de potência, a priori, ao sistema permanece constante para todos os casos.

Os *Diagramas de Pareto* anteriormente mostrados expressam a influência dos parâmetros analisados. No entanto, a superfície de resposta mostra além dessa influência, o resultado proveniente da variação paramétrica. A Figura 5.4 mostra a interação da zona de óleo (ZO) com o aquífero (AQ) e com a capa de gás (CAP). Os sistemas foram considerados sem aquífero (quando foi analisada a capa de gás), ou sem presença da capa de gás (quando foi analisado o aquífero), a Swr foi considerado no seu valor máximo e o K_{rwro} em valor intermediário (Swr 0,36 e K_{rwro} 0,08).

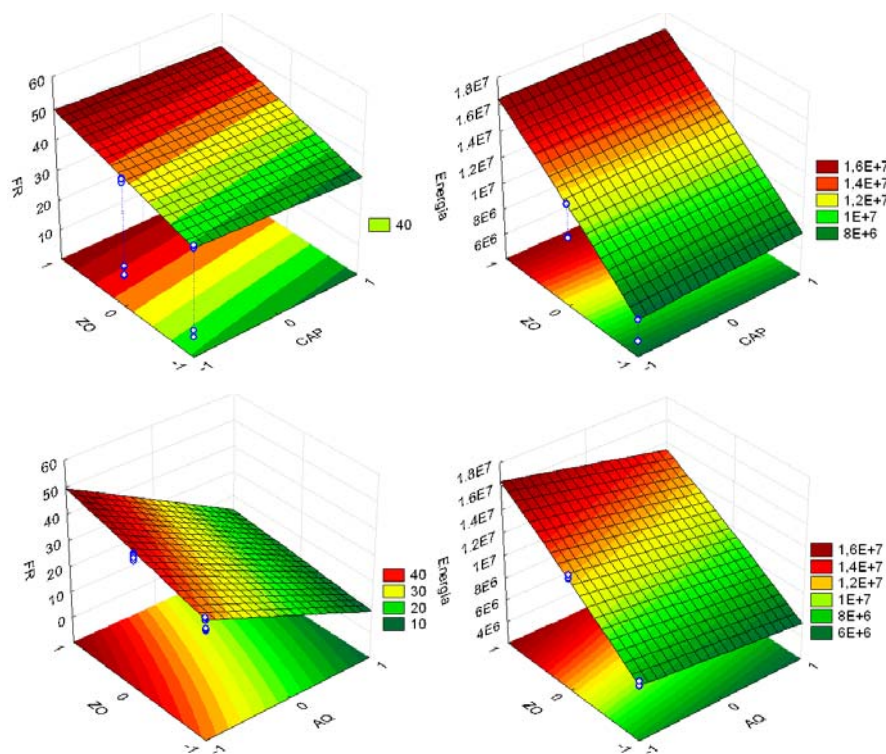


Figura 5.4. Superfícies de Respostas da Fração Recuperada e do consumo de Energia envolvendo a zona de óleo, ZO, a capa de gás CAP e o aquífero, AQ, para 20 anos

As superfícies de resposta da Figura 5.4 mostram que os reservatórios que apresentam maiores recuperações de óleo em 20 anos também apresentam os maiores consumos de energia elétrica. Analisando as superfícies pode ser observado que dependendo do tipo de reservatório (com ou sem aquífero e do tamanho da espessura da zona de óleo) pode existir um incremento no óleo recuperado de aproximadamente 30 pontos percentuais (de 10% até 40% do óleo recuperado), mas a energia também aumenta de 6,0E6 kWh para 1,6E7 kWh um incremento de 10 GWh.

Estes resultados mostram que é necessário analisar os parâmetros que influenciam o Aquecimento Eletromagnético Resistivo como método de recuperação avançada de petróleo e que dependendo do tipo do reservatório pode haver consumos de energia bastante diferentes, pois este é um parâmetro muito importante na análise econômica do processo AER. Os fatores que mais influenciam no consumo de energia são a presença ou não de aquífero e a espessura da zona de óleo.

5.3 Modelos de reservatórios estudados

Mostrada a significância de cada parâmetro através do *Diagrama de Pareto*, nesta seção são expostos, através de gráficos, o comportamento do consumo de energia elétrica e produção de óleo dos modelos de reservatórios utilizados na análise do processo AER. Os seguintes sistemas são:

1. Sistema 1: Reservatório sem aquífero analítico e sem capa de gás;
2. Sistema 2: Reservatório com aquífero analítico e sem capa de gás;
3. Sistema 3: Reservatório sem aquífero analítico e com capa de gás;

Foram escolhidos sistemas com Sw_r igual a 0,36 e Kr_{wro} igual a 0,08.

5.3.1 Reservatórios de 10 metros de zona de óleo

Para facilitar a leitura, adotou-se um tipo de legenda, onde uma sigla representa a abreviação de uma característica seguida do seu valor utilizado. Por exemplo, ausência de capa de gás por CAP0, presença de capa de gás por CAP1, ausência de aquífero por AQ0, presença de aquífero por AQ1.

As Figura 5.5 a Figura 5.7 comparam a vazão de óleo, a produção acumulada de óleo STD e o consumo acumulado de energia elétrica dos sistemas 1, 2 e 3 com 10 m de zona de óleo. Nesta análise foi mantida constante a Sw_r e o Kr_{wro} , com valores de 0,36 e 0,08, respectivamente. Nestes casos CAP0AQ0 é o reservatório C1, CAP0AQ1 é o reservatório G1 e CAP1AQ0 é o reservatório K1 (Tabela 5.2).

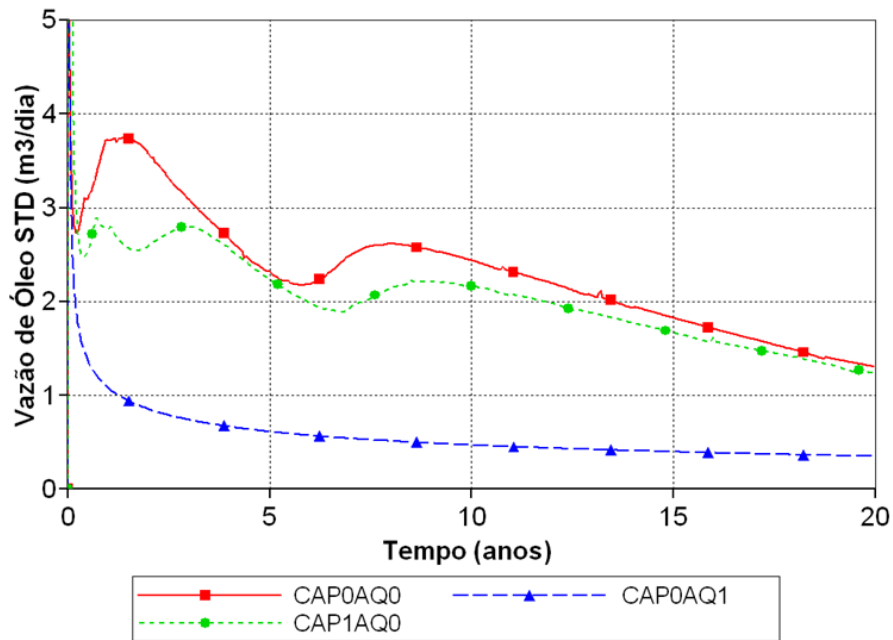


Figura 5.5. Vazão de Óleo em reservatórios de 10 m de ZO

A Figura 5.5 mostra uma vazão de produção de óleo maior no sistema sem aquífero e sem capa de gás (CAP0AQ0). O sistema com capa de gás e sem aquífero é a curva intermediária e a de menor produção é o sistema com aquífero e sem capa de gás (CAP0AQ1). A baixa produção de óleo no sistema com aquífero é devido à entrada de água proveniente do aquífero no sistema.

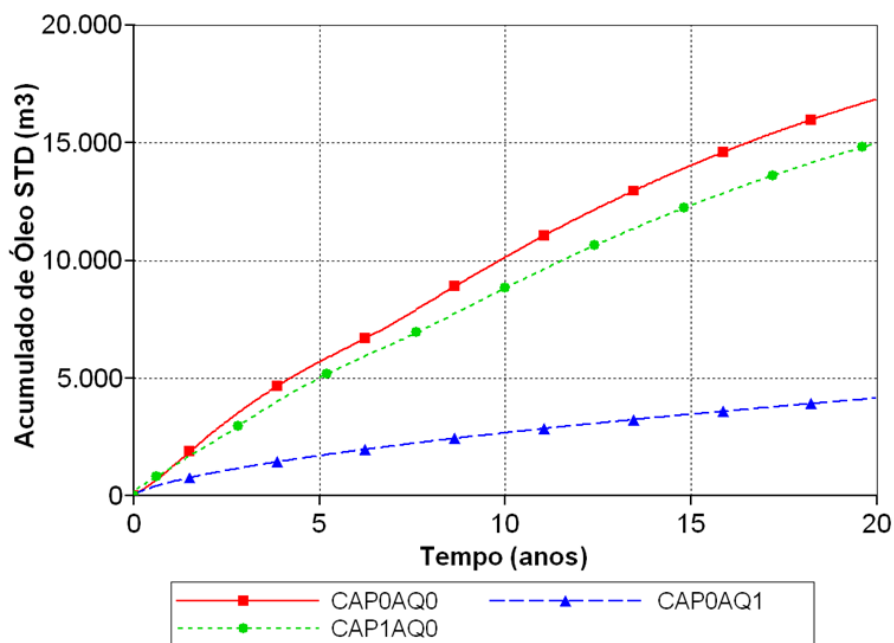


Figura 5.6. Produção acumulada de Óleo em reservatórios de 10 m de ZO

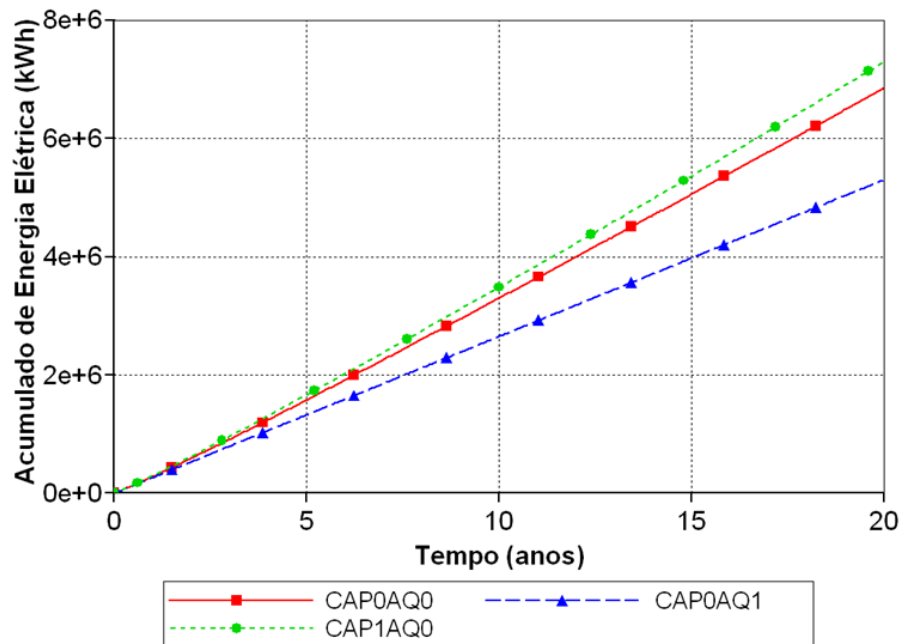


Figura 5.7. Consumo acumulado de Energia Elétrica em reservatórios de 10 m de ZO

Observa-se na Figura 5.8 que apesar de se ter obtido um valor relativamente alto para a fração recuperada de óleo, para uma espessura de zona de óleo de 10 metros, em 20 anos de projeto, o comportamento das curvas dos sistemas sem aquífero (CAP0AQ0 e CAP1AQ0) mostram ainda no final dos 20 anos uma inclinação significativa, mostrando que o período de tempo analisado para o AER não foi suficiente para atingir a máxima recuperação destes reservatórios.

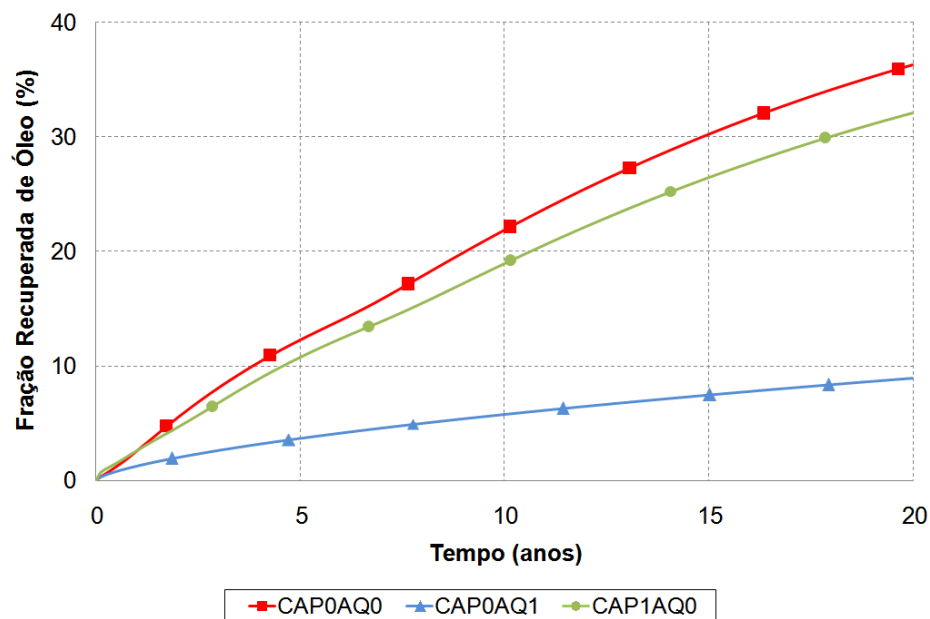


Figura 5.8. Fração Recuperada de Óleo em reservatórios de 10 m de ZO

5.3.2 Reservatórios de 20 metros de zona de óleo

Semelhantemente, como apresentado para reservatórios de 10 metros, as Figura 5.9 a Figura 5.12 mostram o comparativo do consumo acumulado de energia elétrica, da vazão, da produção acumulada e fração recuperada de óleo para sistemas com 20 m de zona de óleo. Para estes casos, foram mantidos constantes o SWR e o K_{rw} , com valores de 0,36 e 0,08, respectivamente.

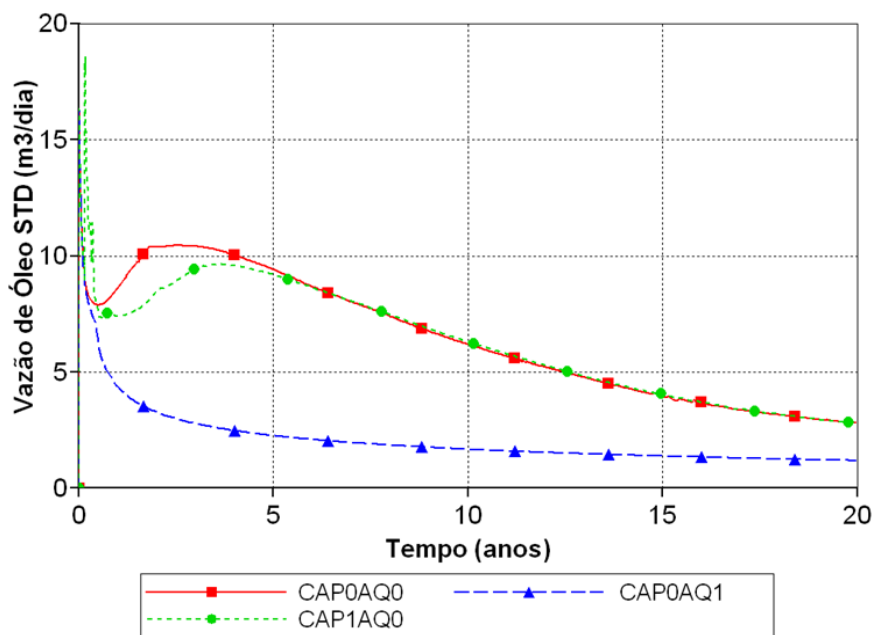


Figura 5.9. Vazão de Óleo em reservatórios de 20 m de ZO

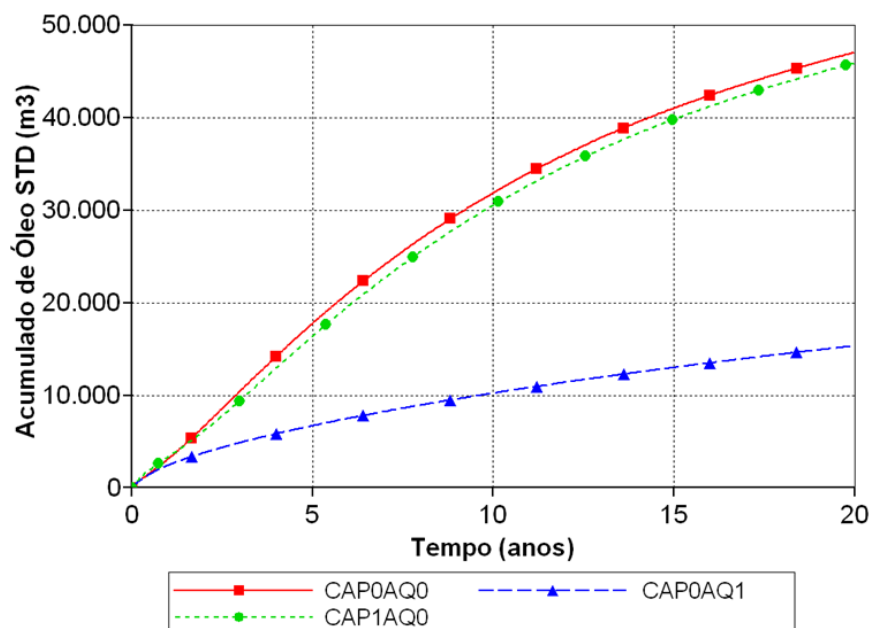


Figura 5.10. Produção acumulada de Óleo em reservatórios de 20 m de ZO

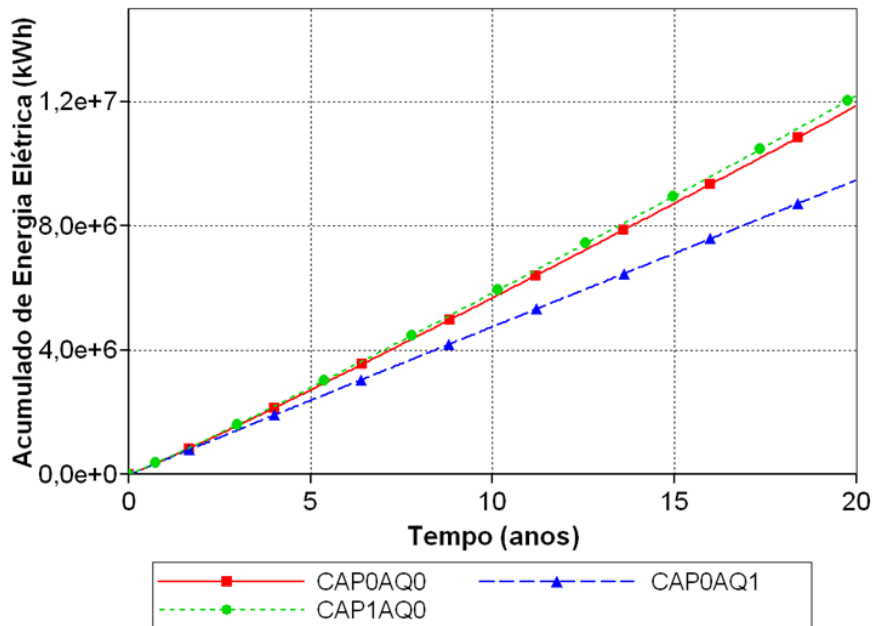


Figura 5.11. Consumo acumulado de Energia Elétrica em reservatórios de 20 m de ZO

A Figura 5.12 mostra a fração recuperada de óleo no tempo para o reservatório de 20 m de espessura. Pode-se observar nesta figura que a recuperação de óleo no final do período mostrado é de 42,2% para o sistema CAP0AQ0 e de 41,1% para o sistema com capa de gás. Esta diferença foi maior no sistema com zona de óleo de 10 m, isto pode ser devido à espessura da capa de gás permanecer constante em todos os sistemas, e as proporções entre a zona de óleo e a zona de gás serem diferentes. Como a proporção da capa de gás no reservatório de 10 m é maior, a influência desta capa é maior. O sistema com aquífero mostrou uma recuperação de óleo no final do período de 16,4%.

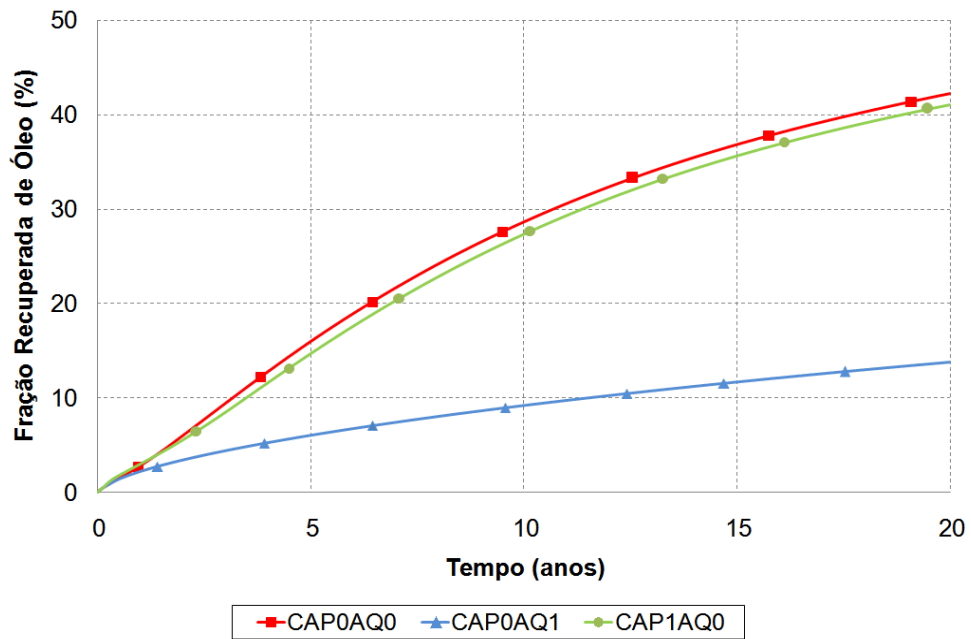


Figura 5.12. Fração Recuperada de Óleo em reservatórios de 20 m de ZO

5.3.3 Reservatórios de 30 metros de zona de óleo

Os resultados obtidos para os sistemas de 10 m e 20 m foram similares aos encontrados no reservatório com zona de óleo de 30m.

A Figura 5.13 mostra o histórico da vazão de óleo para o reservatório de 30 m de espessura, para os sistemas 1, 2 e 3.

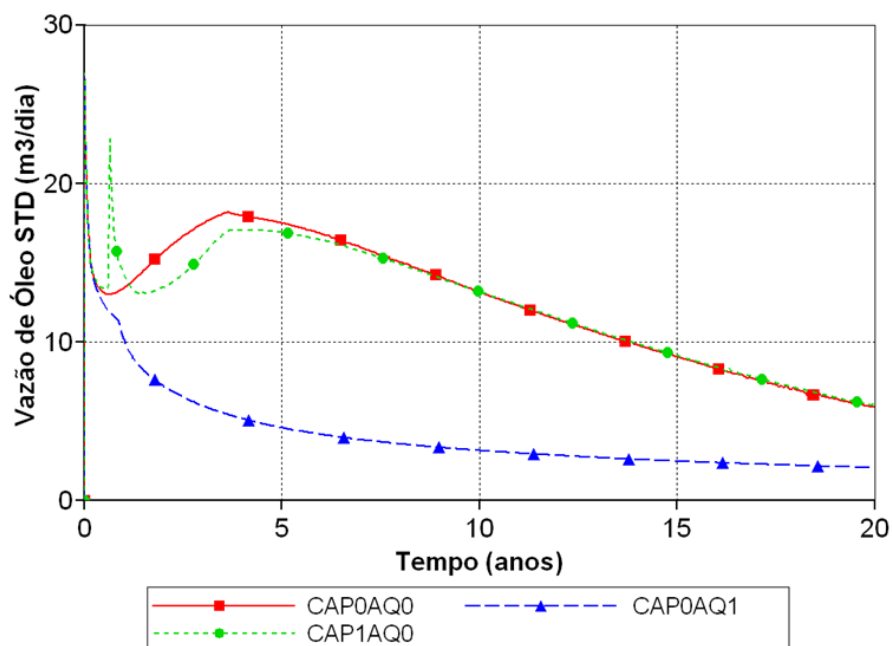


Figura 5.13. Vazão de Óleo em reservatórios de 30 m de ZO

A Figura 5.14 mostra a evolução da produção acumulada de óleo para 30 m de zona de óleo. De forma igual ao que ocorreu nos sistemas de 10 e 20 m de zona de óleo, o reservatório sem aquífero e sem capa de gás mostrou uma maior produção acumulada de óleo.

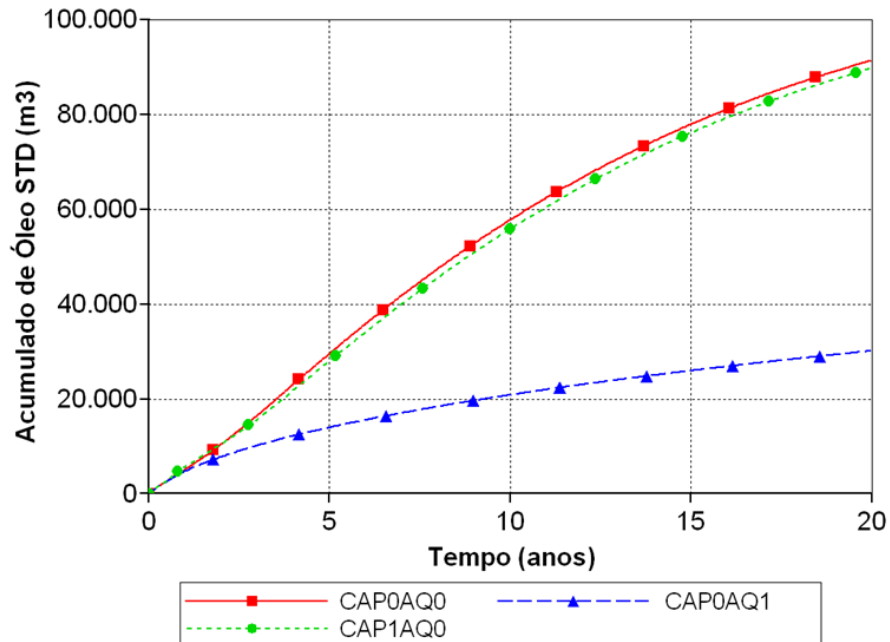


Figura 5.14. Produção acumulada de Óleo em reservatórios de 30 m de ZO

A Figura 5.15 mostra a evolução do acumulado de energia para 30 m de zona de óleo. Nesta figura é possível observar que o reservatório sem aquífero e com capa de gás apresentou o maior consumo de energia ao final de 20 anos de produção, mas a diferença com respeito ao sistema sem aquífero e sem capa de gás não é significativa. O sistema com aquífero mostrou um consumo de energia elevado apesar das baixas produções de óleo.

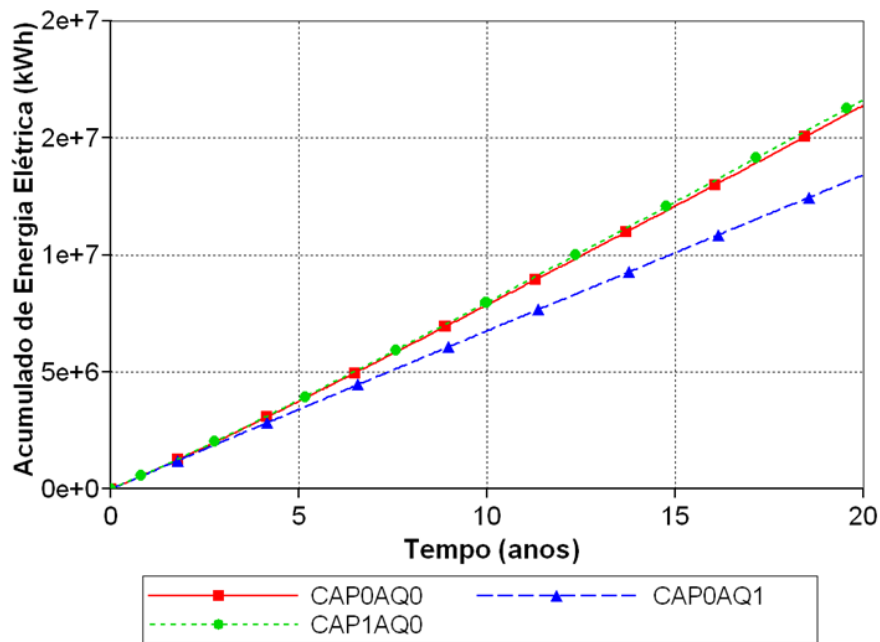


Figura 5.15. Acumulado de Energia Elétrica em reservatórios de 30 m de ZO

A Figura 5.16 mostra a fração recuperada de óleo no tempo para os reservatórios de 30 m. Nesta figura se observa que a recuperação de óleo no final da produção é de 49,7%, enquanto no sistema com capa de gás é de 48,8%. O sistema com aquífero mostrou uma fração recuperada final de óleo de 16,4%.

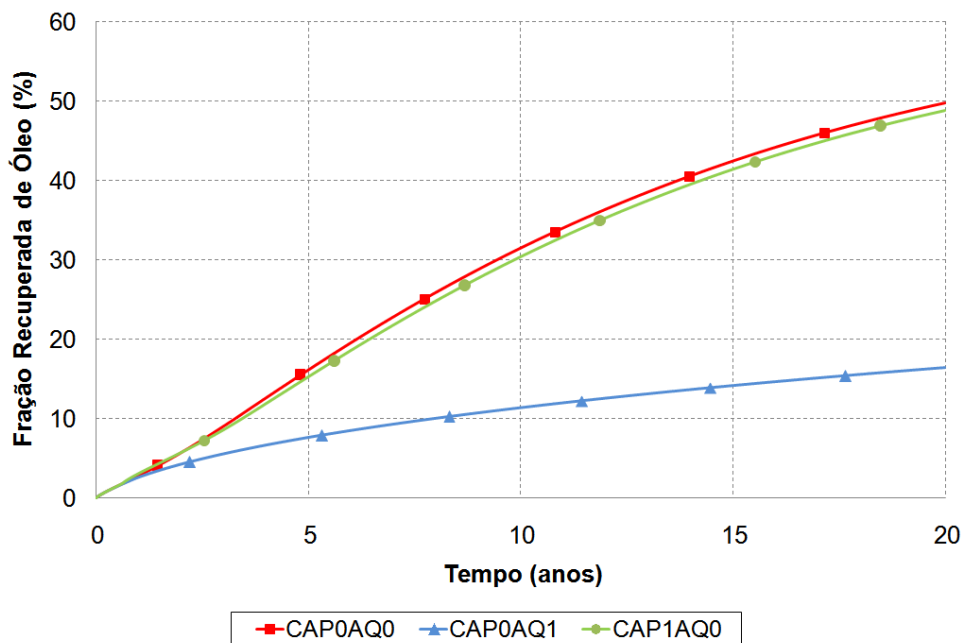


Figura 5.16. Fração Recuperada de Óleo em reservatórios de 30 m de ZO

5.3.4 Comparação entre os reservatórios de 10, 20 e 30 m de espessura para os diferentes sistemas

A Tabela 5.6 compara os três sistemas de reservatórios estudados: reservatórios sem capa de gás e sem aquífero (1); com aquífero e sem capa de gás (2); e com capa de gás e sem aquífero (3). A recuperação de óleo e o consumo de energia elétrica aumentaram com o incremento da espessura da zona de óleo.

Tabela 5.6. Comparação entre os reservatórios de 10, 20 e 30 m de ZO.

Espessura	Reservatório	Característica/ Sistema	FR %		Energia (GWh)	
			Tempo (anos)		Tempo (anos)	
			15	20	15	20
10m	C1	CAP0AQ0/(1)	30,2	36,3	5,06	6,86
20m	C2	CAP0AQ0/(2)	36,8	42,2	8,73	11,90
30m	C3	CAP0AQ0/(3)	42,4	49,7	12,09	16,38
10m	G1	CAP0AQ1/(1)	7,5	8,9	3,97	5,30
20m	G2	CAP0AQ1/(2)	11,7	13,8	7,12	9,48
30m	G3	CAP0AQ1/(3)	14,1	16,4	10,09	13,41
10m	K1	CAP1AQ0/(1)	26,5	32,1	5,36	7,29
20m	K2	CAP1AQ0/(2)	35,7	41,1	8,97	12,20
30m	K3	CAP1AQ0/(3)	41,4	48,8	12,27	16,62

Observa-se que a presença de um aquífero infinito de fundo não favorece a recuperação de óleo, enquanto que a presença de capa de gás pouco influenciou na produção de óleo. Entretanto, quando comparada a um sistema sem capa de gás, a produção foi menor.

A demanda de energia e a recuperação de óleo aumentaram com a espessura da zona de óleo.

5.4 Estudo da distribuição das fases elétricas nos eletrodos

No modelo base utilizado para o AER, onde somente o eletrodo do poço central era alimentado com 110 V e os demais eletrodos serviam de retorno para a corrente, foi encontrado que a região mais favorecida pelo aquecimento é a região próxima ao poço central, devido a uma maior intensidade de corrente passando nas suas proximidades. Dessa forma proporcionando basicamente recuperação térmica no poço central e nos demais poços, basicamente, a recuperação primária. Foram estudadas outras configurações de alimentação

que pudessem proporcionar um aquecimento menos concentrado nas proximidades do eletrodo central.

Nesta secção são apresentados os resultados das simulações realizadas utilizando diferentes configurações elétricas, que podem ter uma, duas ou três fases elétricas, de acordo com o padrão de distribuição de corrente desejado.

A generalização das distribuições das fases nos eletrodos é mostrada na Figura 5.17, onde são variados a tensão nos eletrodos e o número de fases elétricas.

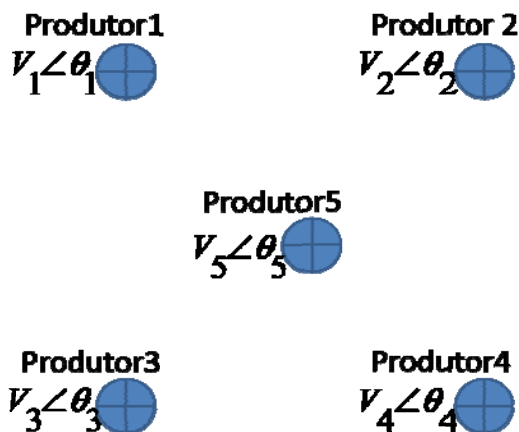


Figura 5.17. Localização dos poços e da tensão dos eletrodos

Com o objetivo de mostrar e comparar o desempenho das configurações da Tabela 5.7, a Figura 5.18 e a Figura 5.19 mostram a variação da vazão e da produção acumulada de óleo para os sistemas utilizando as configurações em questão e para um modelo que não utiliza de AER. O modelo de reservatório utilizado possui 20 m de zona de óleo, 10 m de zona de água, não possui capa de gás, não possui aquífero, $S_{wr} = 0,36$ e $K_{rwro} = 0,08$.

Tabela 5.7. Configurações da alimentação elétrica

Configuração	Eletrodo 1 (V)	Eletrodo 2 (V)	Eletrodo 3 (V)	Eletrodo 4 (V)	Eletrodo 5 (V)	Número de Fases
Geral	$V_1 \angle \theta_1$	$V_2 \angle \theta_2$	$V_3 \angle \theta_3$	$V_4 \angle \theta_4$	$V_5 \angle \theta_5$	-
Config00	0	0	0	0	$110 \angle 0^\circ$	1
Config01	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 240^\circ$	$110 \angle 240^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	3
Config02	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 240^\circ$	$110 \angle 240^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	3
Config03	$110 \angle 0^\circ$	0	0	$110 \angle 0^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	1
Config04	$110 \angle 0^\circ$	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	2
Config05	$110 \angle 0^\circ$	$110 \angle 120^\circ$	$110 \angle 240^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	$110 \angle 0^\circ$	3

Na Figura 5.18 encontra-se o histórico da vazão de produção de óleo. Pode-se observar que a maior produção de óleo foi obtida com a *Config01*. Também se pode observar que, devido à proximidade existente entre as curvas de produção de óleo, é cabível dizer que existem três grupos de curvas de acordo com as produções de óleo: o de maior produção (*Config01* e *Config02*); o de intermediária produção (*Config04* e *Config05*); e o grupo de menor produção (*Config00* e *Config03*). A *Config00* é a configuração base utilizada no estudo de sensibilidade.

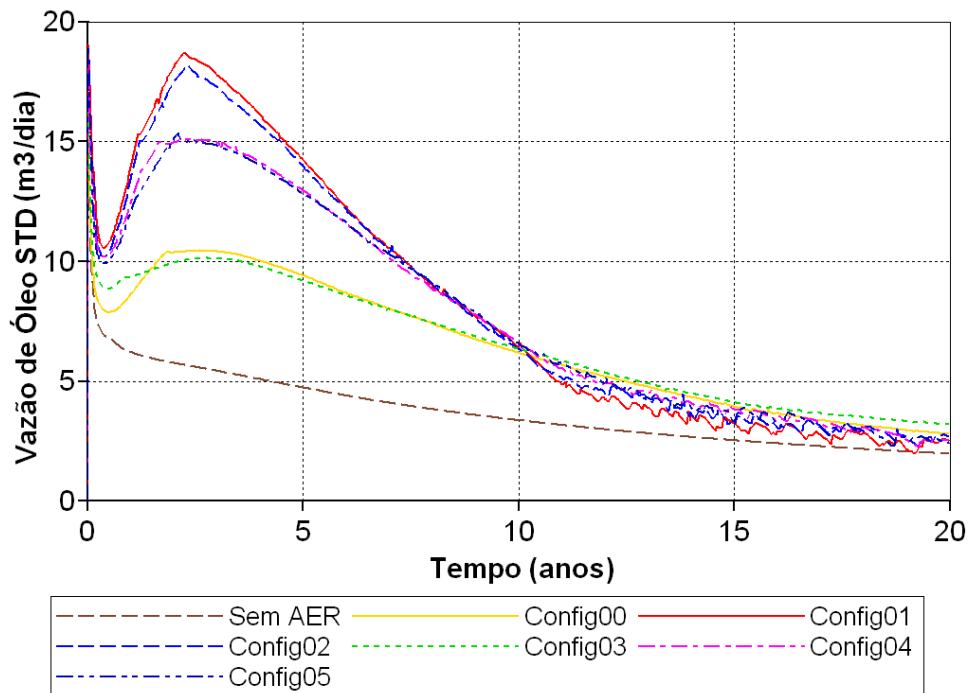


Figura 5.18. Vazão de óleo para as configurações analisadas

Este comportamento acompanha a distribuição e intensidade de energia elétrica entregue no reservatório, devido à distribuição das fases elétricas, proporcionadas pelas intensidades das correntes elétricas nos eletrodos evidenciadas pelas tensões de fase e de linha.

Pode-se observar ainda na Figura 5.18, que as vazões de óleo, quando se utilizam as configurações elétricas analisadas, permanecem superiores por todo o período estudado, apesar do forte incremento de vazão e conseqüentemente mais rápida depleção do reservatório, frente ao caso *Sem AER*.

A evolução da produção acumulada de óleo pode ser visualizada na Figura 5.19. A produção acumulada de *Sem AER*, em 20 anos, ficou em torno de 28.000 m³ STD. Com a configuração *Config01* se obteve uma produção acumulada de óleo de 60.000 m³ STD, representando um incremento maior que 100%. Nesta figura se observa também, com clareza, que existem três

grupos com resultados de produção acumulada similares no final do período, indicando equivalência das configurações.

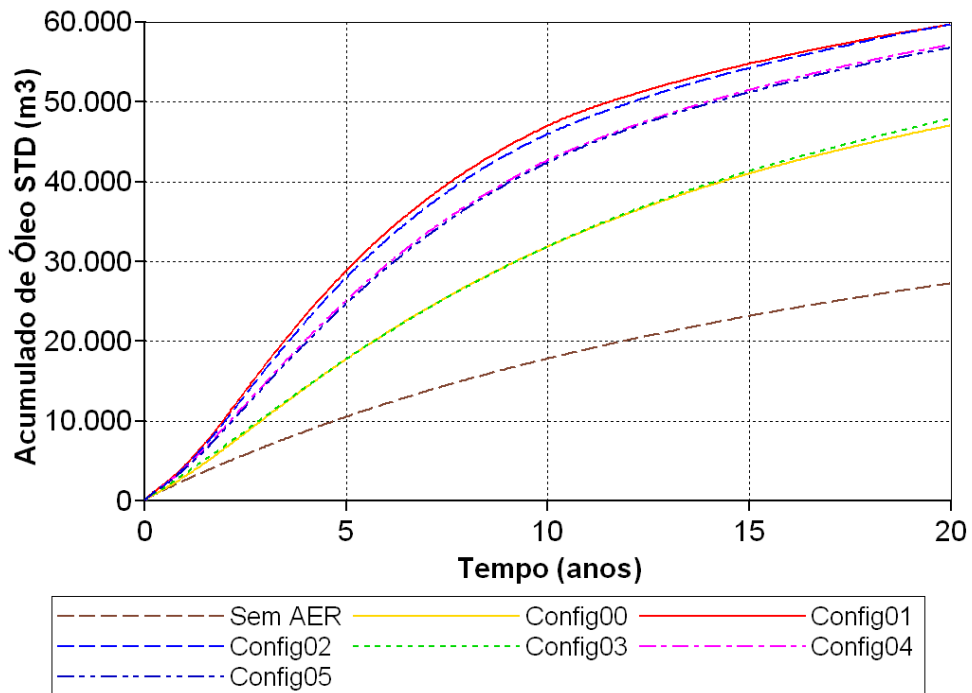


Figura 5.19. Produção acumulada de Óleo para as configurações analisadas

Por sua vez, o histórico do acumulado de energia elétrica está mostrado na Figura 5.20.

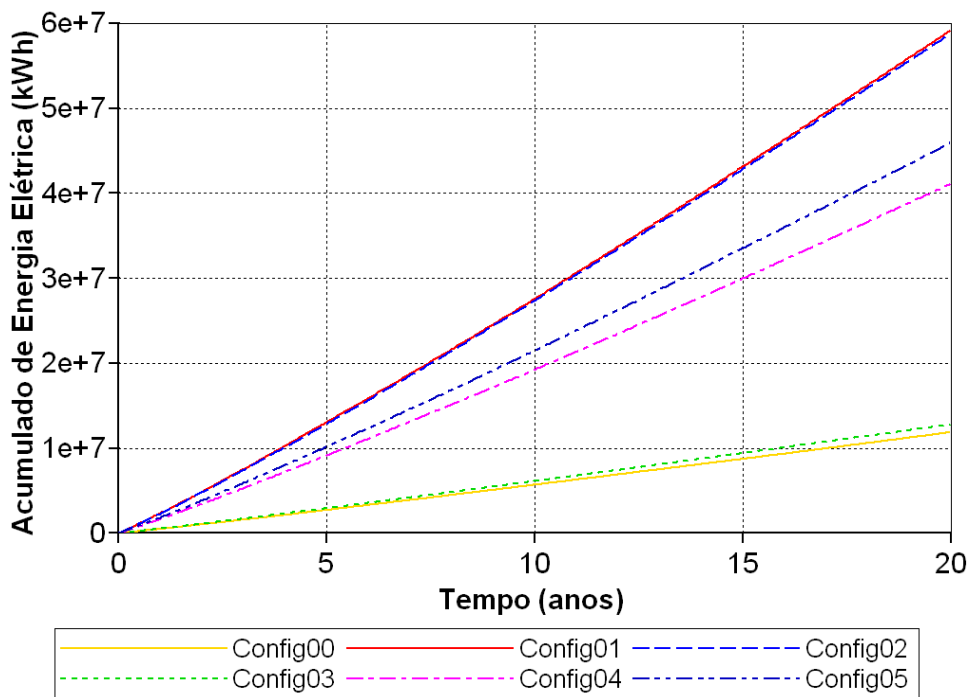


Figura 5.20. Acumulado de Energia Elétrica das configurações analisadas

É possível observar que apesar de a *Config05* possuir três fases elétricas, que a princípio proporcionaria um consumo mais elevado de energia em relação a *Config04*, e conseqüentemente, um aquecimento mais elevado, isso não implicou em um montante de óleo recuperado maior. No entanto, a diferença do consumo de energia entre estas configurações foi relativamente significativa.

Apesar de a *Config01* também possuir três fases elétricas, a distribuição da corrente elétrica no interior do reservatório de petróleo devido ao posicionamento escolhido das fases, proporcionou um incremento significativo na produção acumulada de óleo e no consumo acumulado de energia elétrica.

Observa-se, de forma geral, que o acréscimo de produção de óleo é conseqüência do aumento do consumo de energia elétrica. A Figura 5.21 mostra, para as diversas configurações elétricas analisadas, as curvas da Fração Recuperada de Óleo contra o consumo de Energia Elétrica.

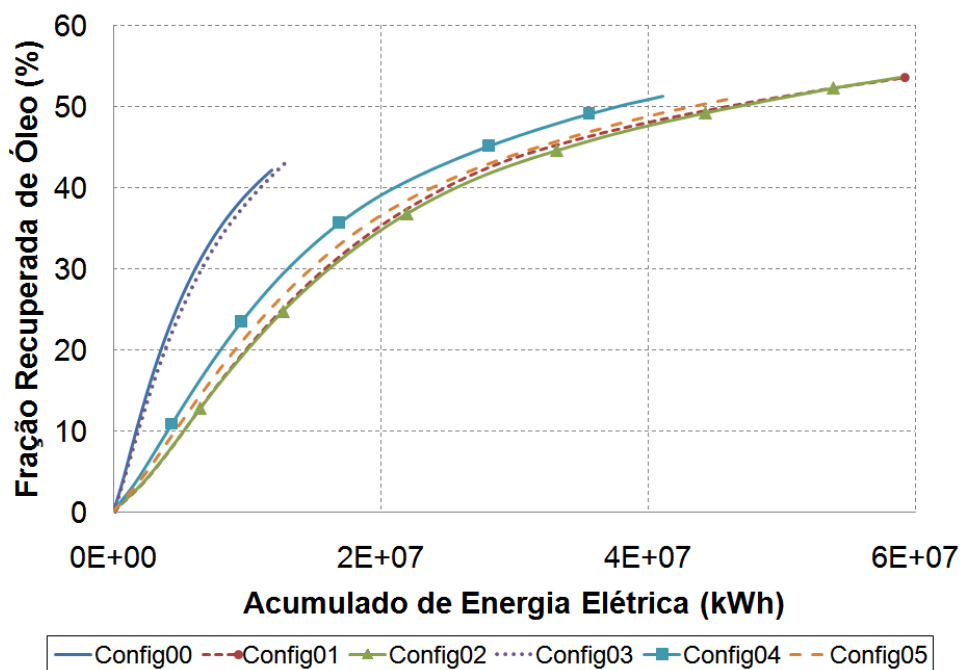


Figura 5.21. Fração Recuperada de Óleo VS. Energia Consumida

Pode-se observar na Figura 5.21 que, para as configurações elétricas estudadas, o aumento do consumo de energia elétrica aumentou mais fortemente do que a produção de óleo.

A Figura 5.22 mostra os perfis de temperatura após em 5 anos de aquecimento, em planos que contendo poços produtores.

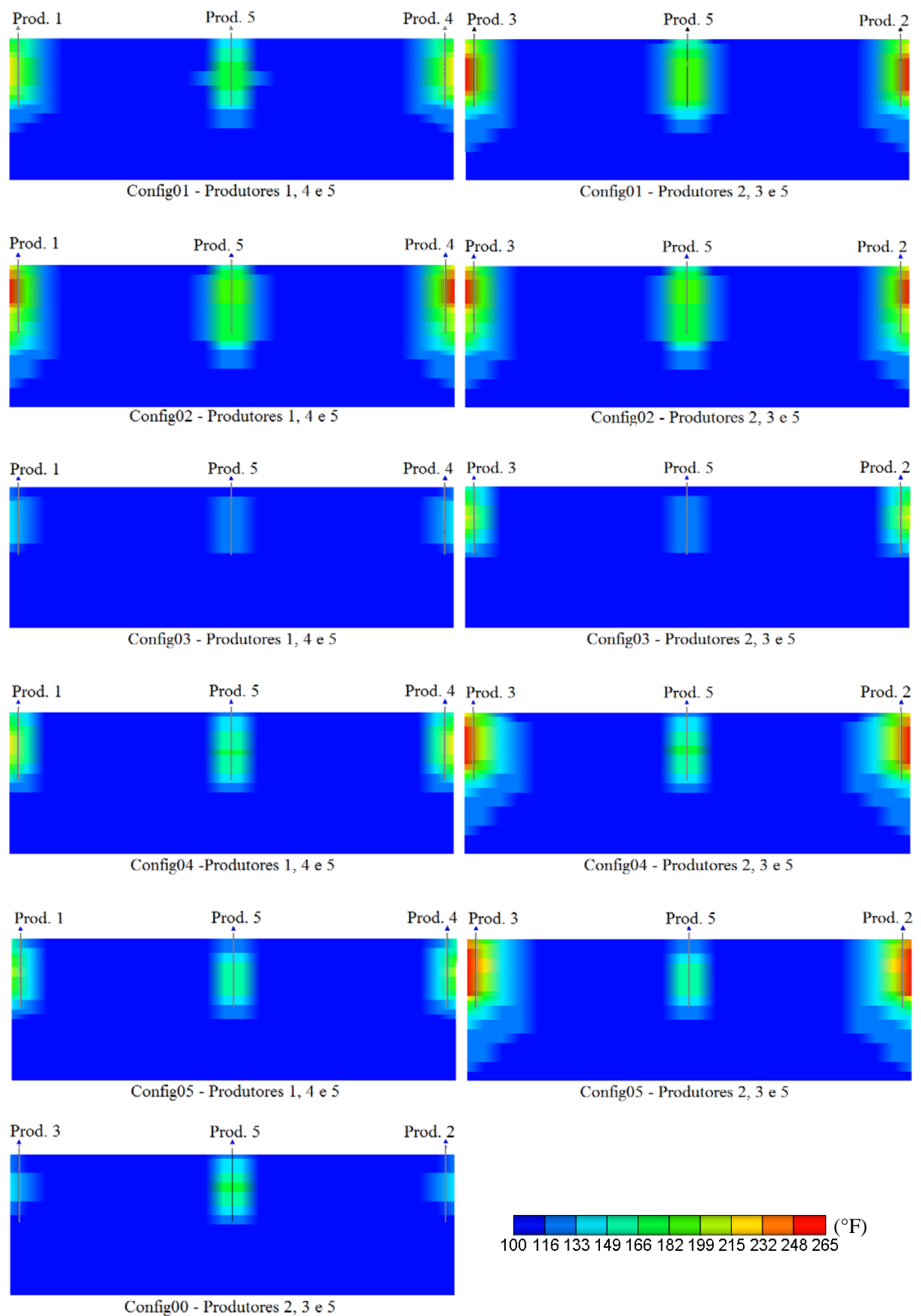


Figura 5.22. Perfis de temperatura após 5 anos de AER

Esta secção mostra que as configurações elétricas influenciam na produção de óleo e no consumo de energia. E que utilizar três fases no processo AER pode melhorar a produção de óleo, mas também incrementa a energia utilizada, pelo que é necessário aperfeiçoar a energia utilizada nas configurações elétricas e realizar um estudo técnico-econômico que mostre se a configuração escolhida oferece um ganho econômico, em termos de óleo e energia consumida. A análise técnico-econômica é mostrada na secção 5.9.

5.4.1 Fração recuperada de óleo por poço

Em uma mesma configuração elétrica, a intensidade de corrente elétrica que passa por um eletrodo não passa necessariamente por outro eletrodo. De modo que pode haver aquecimento diferenciado ao redor dos diversos poços da malha, implicando em produções diferenciadas.

As diversas configurações elétricas utilizadas, apresentadas na secção 5.4, proporcionam aquecimento diferenciado ao redor de seus poços devido à distribuição de corrente elétrica, decorrente do defasamento angular entre os potenciais elétricos estabelecidos nos eletrodos. Dessa forma, se a temperatura ao redor de um poço é maior, a viscosidade do óleo ali localizado será mais reduzida, aumentando sua mobilidade e favorecendo seu fluxo, devido o gradiente de pressão, ao poço produtor.

Diante disto, esta secção mostra a produção de óleo por poço, influenciada pela intensidade e distribuição de corrente elétrica que proporciona uma diminuição de viscosidade nas proximidades dos poços produtores. A produção de óleo de um sistema com cinco poços pode ser escrita de acordo com a equação (4.1). No entanto, a contribuição de cada poço na fração recuperada é descrita pela equação (4.2).

Devido às simetrias das configurações, os poços produtores 1 e 4, bem como, os poços produtores 2 e 3 apresentam a mesma produção. Pode-se dessa forma, agrupar em gráficos a produção dos poços 1 e 4 e em outro gráfico a produção dos poços 2 e 3.

A Figura 5.23 mostra a produção acumulada de óleo nos poços produtores 1 e 4 no decorrer de 20 anos quando aplicado o nível de tensão de 110 V.

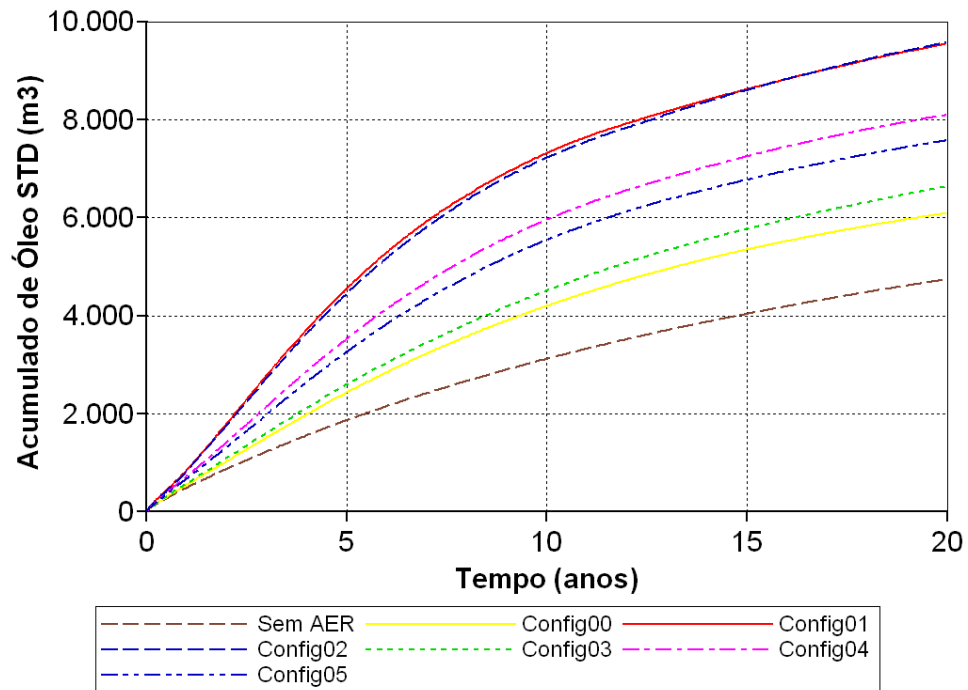


Figura 5.23. Produção de óleo nos poços produtores 1 e 4

Pode-se observar que a produção de óleo nos produtores 1 e 4 seguem a ordem de produção acumulada de óleo da malha completa (Figura 5.19). No entanto, há uma diferença significativa entre a produção da *Config00* e *Config03*, bem como, entre a *Config05* e a *Config04*.

A Figura 5.24 mostra a produção acumulada de óleo nos poços produtores 2 e 3 no decorrer de 20 anos utilizando o aquecimento eletromagnético resistivo @ 110 V.

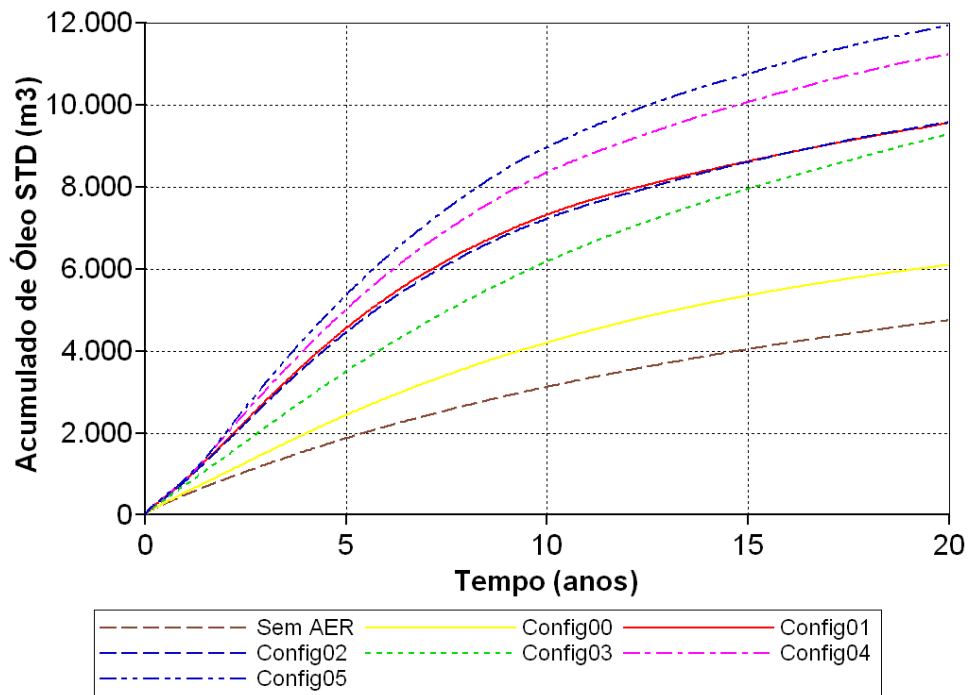


Figura 5.24. Produção de óleo nos poços produtores 2 e 3

Observa-se que as produções acumuladas de óleo das configurações *Config00*, *Config01* e *Config02* apresentam o mesmo montante para os seus quatro poços periféricos (1, 2, 3 e 4). No entanto, apesar da produção de óleo das configurações *Config04* e *Config05* serem inferiores às produções dos poços produtores 1 e 4 da *Config01*, quando os poços produtores 2 e 3 são analisados, essas configurações proporcionam um maior desempenho de produção, sendo, portanto superior a da *Config01*.

Pode-se observar que a produção acumulada de produção de óleo da *Config03* que se mostra próxima à da *Config00*, para as produções individuais dos poços 1 e 4 (Figura 5.23), entretanto, a produção dos poços 2 e 3 (Figura 5.24) apresenta uma diferença bastante significativa para as mesmas configurações.

A Figura 5.25 mostra a produção acumulada de óleo no poço produtor 5 (poço central) no decorrer de 20 anos utilizando o aquecimento eletromagnético resistivo @ 110 V.

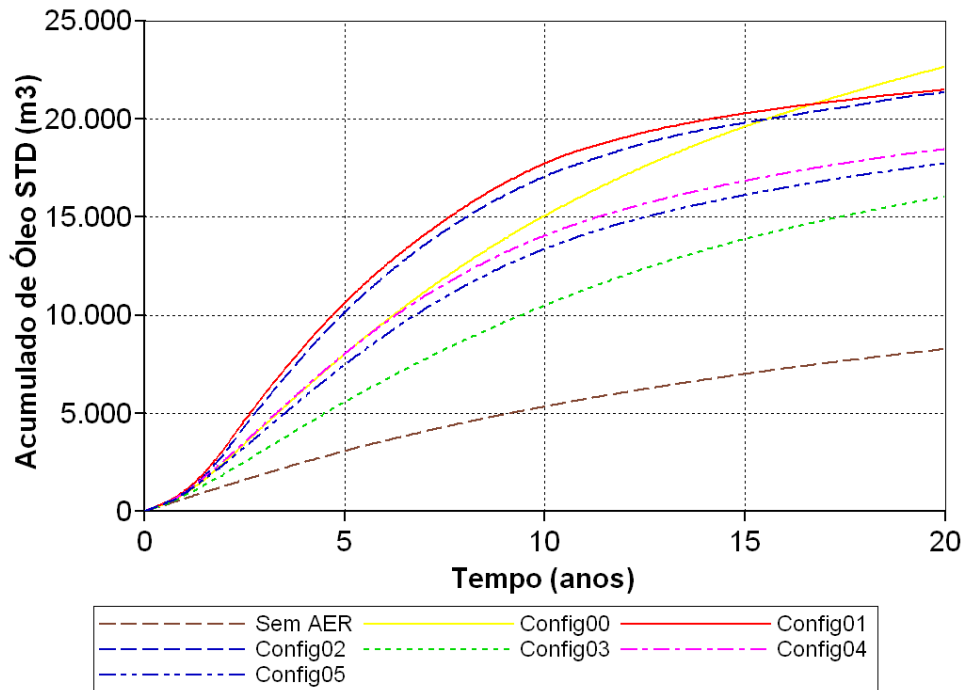


Figura 5.25. Produção de óleo no poço produtor 5 (poço central)

Pode-se observar que a produção de óleo no poço central para a *Config01*, *Config02*, *Config04*, *Config05* e *Sem AER* seguem o mesmo comportamento e ordem dos produtores 1 e 4.

A produção de óleo do poço central da *Config00* é mais intensa pela mais acentuada redução de viscosidade em sua proximidade, bem como, devido à baixa produção dos demais poços que contribuem menos no sentido de reduzir a pressão do reservatório, quando comparado com as demais configurações de maior produção de óleo.

A Tabela 5.8 mostra a contribuição de cada poço para a fração recuperada de óleo para cada configuração analisada e para a recuperação primária ao final de 20 anos.

Tabela 5.8. Fração recuperada de óleo por poço

	Prod1	Prod2	Prod3	Prod4	Prod5	Total
Sem AER	4,26	4,26	4,26	4,26	7,42	24,46
Config00	5,47	5,47	5,47	5,47	20,34	42,22
Config01	8,58	8,58	8,58	8,58	19,29	53,60
Config02	8,60	8,60	8,60	8,60	19,18	53,58
Config03	5,96	8,33	8,33	5,96	14,40	42,99
Config04	7,27	10,08	10,08	7,27	16,57	51,28
Config05	6,80	10,71	10,71	6,80	15,91	50,95

Através dessa tabela pode-se observar que a contribuição dos poços das arestas (Prod1, Prod2, Prod3 e Prod4) para o caso sem aquecimento elétrico é de apenas 4,26% e 7,42% para o poço central. Para a configuração elétrica do modelo Base (*Config00*), em relação a caso *Sem AER*, há um incremento modesto no FR por poço (poço de aresta), enquanto que para o poço central (Prod5) o incremento é bem mais significativo. Pode-se observar o desbalanceamento de produção de óleo entre os poços das arestas para as configurações *Config03*, *Config04* e principalmente para a *Config05*. O mesmo pode ser observado nas *Config01* e na *Config02* que apresentam a mesma influência nos seus poços das arestas.

5.4.2 Consumo de energia por poço

As configurações elétricas utilizadas proporcionam diferentes intensidades e distribuições de corrente elétrica nos eletrodos. Diante disso, a secção 5.4.1 mostrou a fração recuperada de óleo por poço quando utilizando as configurações elétricas da secção 5.4, bem como, o caso sem aquecimento eletromagnético resistivo.

A presente secção mostra a contribuição de cada eletrodo no consumo de energia elétrica. A Tabela 5.9 mostra o consumo de energia, de forma percentual por poço, das configurações elétricas utilizadas.

Tabela 5.9. Consumo de energia percentual por poço

	Prod1	Prod2	Prod3	Prod4	Prod5
Config00	12,50	12,50	12,50	12,50	50,00
Config01	16,76	16,76	16,76	16,76	32,96
Config02	16,82	16,83	16,83	16,82	32,70
Config03	13,45	25,00	25,00	13,45	23,10
Config04	13,37	25,00	25,00	13,37	23,26
Config05	11,59	28,35	28,35	11,59	20,11

Os valores mostrados nesta tabela e a divergência destes dentro de uma mesma configuração elétrica é decorrente da dissipação diferenciada de energia elétrica nas proximidades dos poços produtores.

As configurações *Config00*, *Config01* e *Config02* apresentam o mesmo percentual de consumo de energia para os quatro poços periféricos da malha, o que explica a mesma produção de óleo mostradas na Figura 5.23 e na Figura 5.24. Enquanto que as demais configurações apresentam percentuais diferentes nos seus poços periféricos.

A *Config00* dissipa 50% da energia utilizada na malha, nas proximidades do poço central (Prod5), o que explica a alta produção, mostrada na Figura 5.25, quando comparado com os demais produtores na mesma configuração.

Os poços produtores 2 e 3 das *Config03* e *Config04* são os poços que apresentam maiores produtividades, como mostradas na Figura 5.24. Por sua vez, cada eletrodo dos poços em questão, também apresenta consumo de 25% da energia utilizada pela configuração, enquanto que um pouco mais da metade deste percentual é consumido nas proximidades dos poços produtores 1 e 4, a qual se obtém uma redução de viscosidade mais modesta desfavorecendo dessa forma, a produção nestes poços.

Esta análise é importante para explicar a diferença de produção obtida nos poços, bem como, para concentrar a energia em algum conjunto de poços, se existir essa necessidade. Em um campo, onde a quantidade de poços é bem maior e repete-se a distribuição de poços, existe a necessidade de fazer o balanceamento de carga entre as fases do sistema elétrico.

5.5 Diferentes Cronogramas de Tensão

Das configurações estudadas na seção 5.4, foi escolhida a configuração *Config01* por apresentar maior recuperação de óleo e o maior consumo de energia (para os casos de eletrodos contínuos) para se testar um cronograma de tensão a ser aplicada nos eletrodos, com o objetivo de reduzir o consumo de energia.

Usando a distribuição elétrica da *Config01*, foram realizadas mudanças no nível de tensão e conseqüentemente no nível de potência entregue. Um dos critérios utilizados para a mudança na tensão elétrica foi a temperatura atingida no reservatório. A Figura 5.26 mostra os diferentes cenários dos cronogramas analisados.

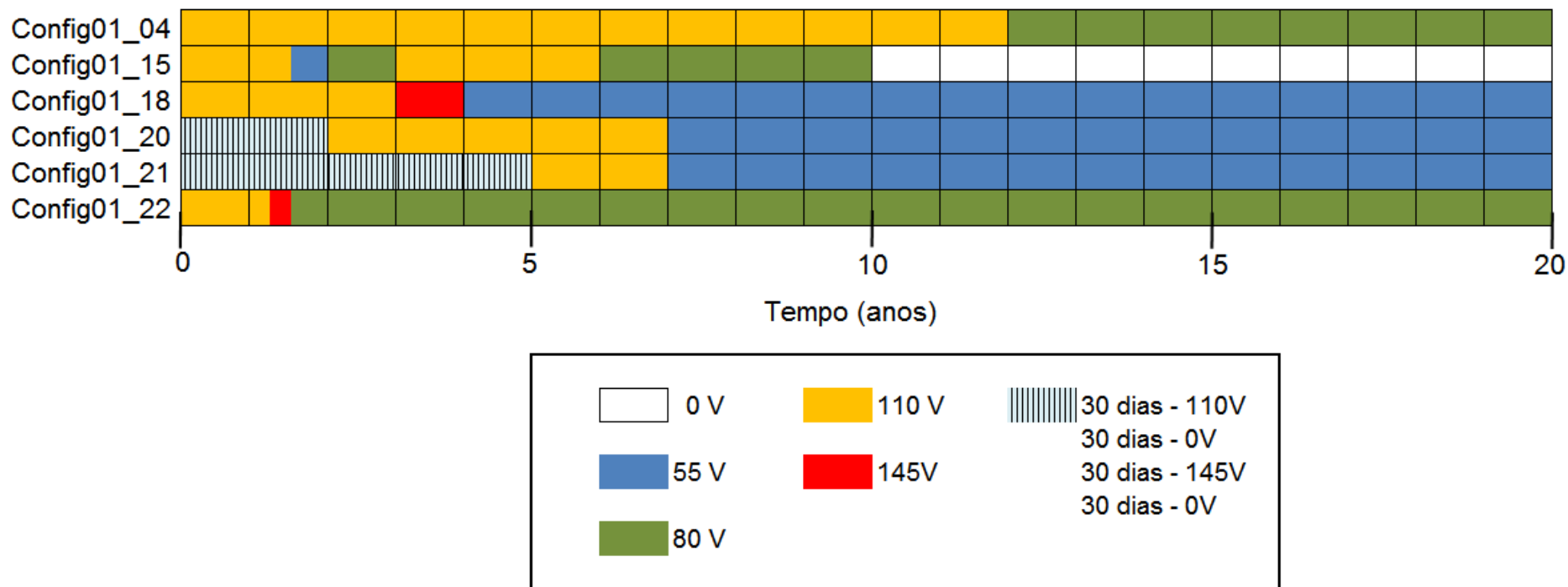


Figura 5.26. Cronograma de Tensão

A interpretação da Figura 5.26 é da seguinte forma. Por exemplo: para a *Config01_04*, nos primeiros 12 anos em estudo se aplica uma tensão de 110 V. Em seguida, a tensão do sistema é mudada para 80 V até o final do período de produção estudado.

A Figura 5.27 mostra a produção acumulada de óleo para os diferentes cronogramas de tensão utilizados e mostrados na Figura 5.26, bem como a produção acumulada de óleo da *Config01* original.

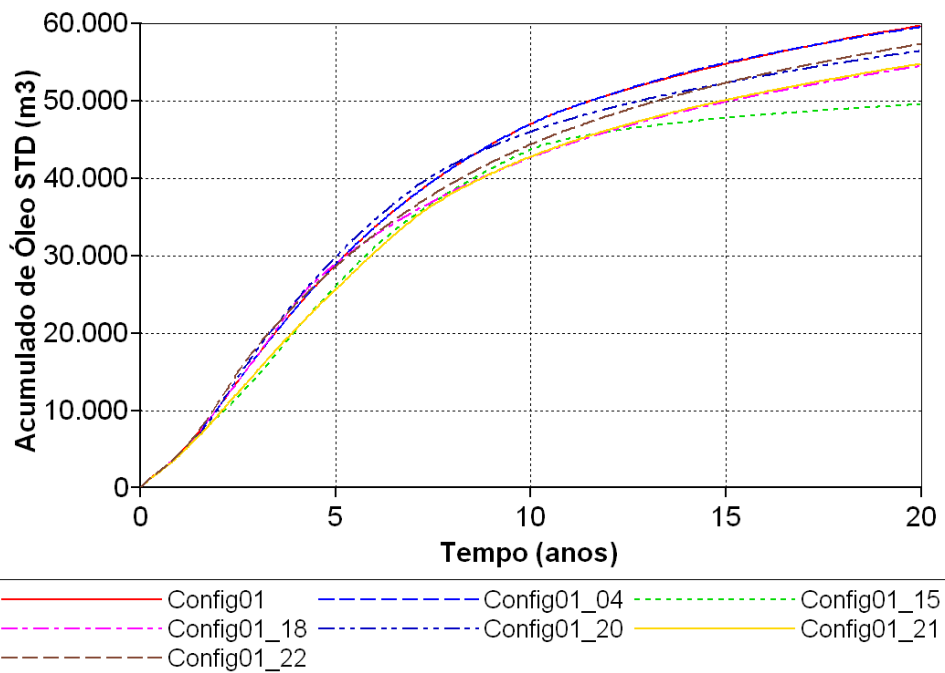


Figura 5.27. Produção acumulada de Óleo utilizando diferentes cronogramas de Tensão

Pode ser observado na Figura 5.27 que o cronograma de tensão, para o aquecimento eletromagnético resistivo, pode modificar a produção acumulada de óleo. A diferença entre a melhor (*Config01_04*) e a pior (*Config01_15*) recuperação foi aproximadamente de 10.000 m³ STD no final do período de produção, para um volume original de óleo de 111.405 m³ STD.

A Figura 5.28 mostra o acumulado de energia elétrica consumida para os casos do cronograma de tensão, bem como o *Config01* original.

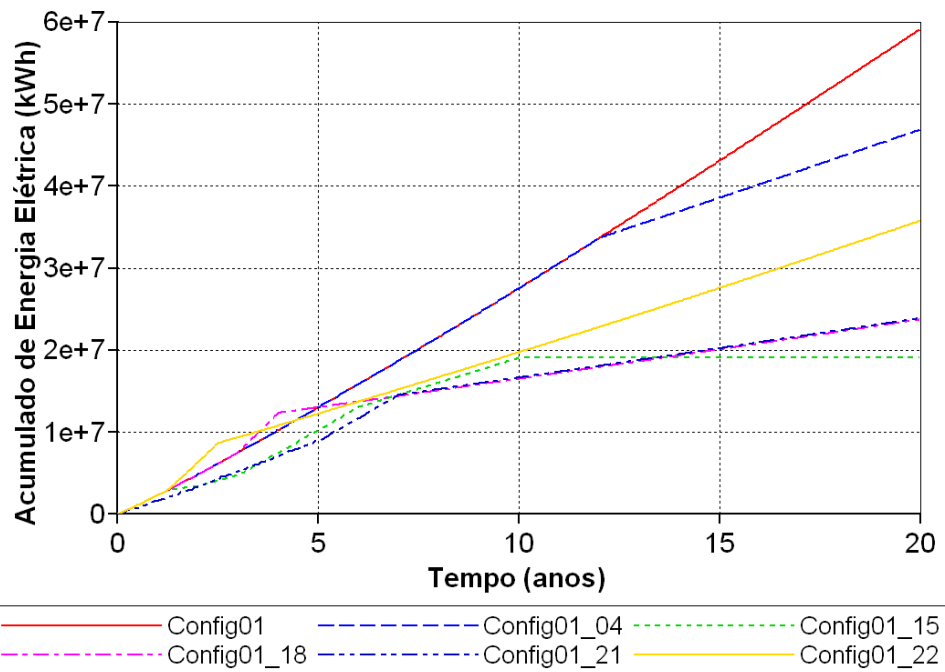


Figura 5.28. Consumo acumulado de Energia Elétrica com o cronograma

Observa-se na Figura 5.28 que o consumo de energia pode diminuir consideravelmente ao realizar as mudanças da tensão proposta no cronograma de tensão. Pode-se ter uma diferença na energia consumida em 20 anos de produção entre as *Config01* e *Config01_21* de aproximadamente $3,5E7$ kWh (35 GWh).

Diante da discrepância entre a produção acumulada de óleo e principalmente do consumo de energia elétrica, obtida entre os casos simulados com o cronograma de tensão sugerido e o caso com nível de tensão constante (*Config01*), foi montado um gráfico para mostrar o comportamento da fração recuperada de óleo versus o consumo de energia elétrica, o qual é mostrado na Figura 5.29.

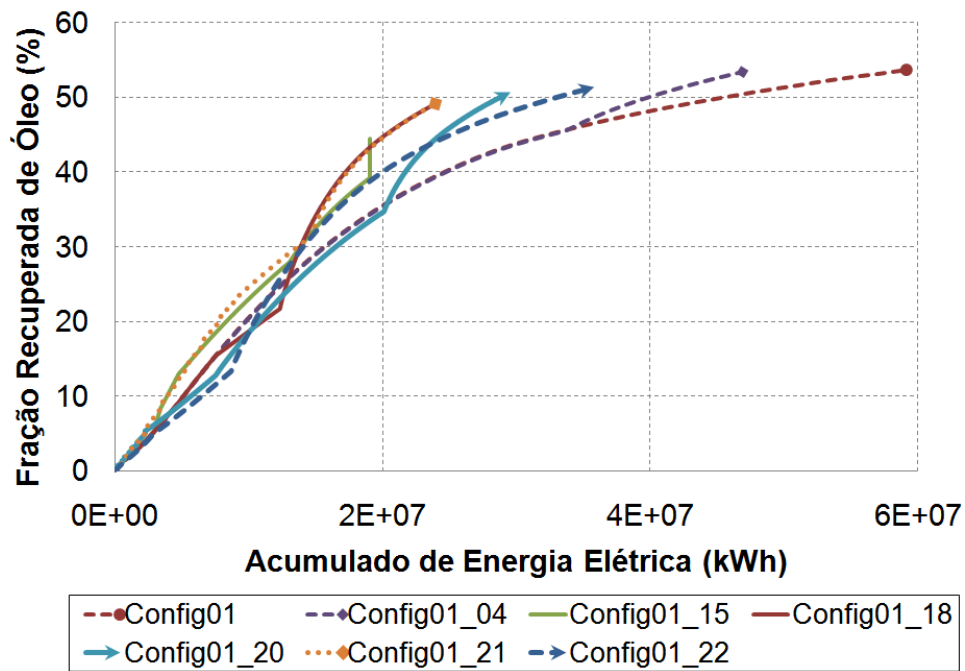


Figura 5.29. Fração Recuperada de óleo VS. Energia com o cronograma

Estes resultados mostram que é possível otimizar o processo AER minimizando a demanda de energia e mantendo a produção de óleo. Ao comparar o gráfico de *Config01* com o gráfico de *Config01_21* é possível ver que para o mesmo consumo acumulado de energia, por exemplo, 2E+07 kWh, a FR pode variar 10% absolutos, ou no final destas curvas, pode-se observar que a *Config01_21* consome menos que a metade da energia de *Config01* para uma redução de aproximadamente 5% na FR, tornando o processo mais rentável.

5.6 Análise dos Parâmetros Elétricos Operacionais

Esta análise tem como objetivo mostrar a influência de alguns parâmetros operacionais e da salinidade da água conata em reservatórios que utilizam deste método de recuperação avançada.

Para esta análise foram utilizados três reservatórios de 20 m de zona de óleo, um com admissão de água do aquífero, o segundo com presença de capa de gás de 2 m e um terceiro sem a presença de capa de gás e de aquífero. As demais características dos reservatórios são idênticas, como mostrado na Tabela 4.3.

Esta análise consiste em aplicar três níveis de tensão elétrica em três configurações escolhidas, as quais seus eletrodos de 10 m de comprimento podem assumir três posições na

profundidade do reservatório que pode, por sua vez, conter a água conata em dois valores de salinidade, como mostra a Tabela 5.10.

Tabela 5.10. Parâmetros analisados e seus respectivos valores – Reservatório de 20 m

	-1	0	1
Reservatório (Res.)	Com Aquífero	Sem Capa de Gás e Sem Aquífero	Com Capa de Gás
Salinidade da Água (Sal)	300 ppm	-	30.000 ppm
Localização dos Eletrodos (Local)	Base (camadas 8-18)	Centro (camadas 5-15)	Topo (camadas 1-10)
Configuração Elétrica (Config)	0	1	4
Nível de Tensão (Tensão)	55 V	82,5 V	110 V

A análise foi realizada com um planejamento fatorial no qual quatro parâmetros possuem três níveis e um parâmetro (salinidade) possui dois níveis, considerando assim, todas as possíveis combinações entre estas variáveis e para analisar a sua influência em respostas como: óleo recuperado e acumulado de energia em diferentes tempos.

Todas estas possíveis combinações dos parâmetros mostrados na Tabela 5.10. (2×3^4) resultam em 162 casos, estes foram simulados e diante dos resultados obtidos foi utilizada a ferramenta *Diagrama de Pareto* para uma breve análise.

Os principais resultados (produção acumulada de óleo e consumo de energia) das simulações realizadas são mostrados das Tabela 5.11 à Tabela 5.16 e estes estão organizados em ordem decrescente, segundo a fração recuperada de óleo em 20 anos. A Tabela 5.11 mostra os resultados dos reservatórios com Aquífero e 300 ppm de salinidade. A Tabela 5.12, os resultados dos reservatórios com Capa de Gás e 300 ppm de salinidade. A Tabela 5.13, os resultados dos reservatórios Sem Capa de Gás e Sem Aquífero e 300 ppm de salinidade. A Tabela 5.14, os resultados dos reservatórios com Aquífero e 30 mil ppm de salinidade. A Tabela 5.15, os resultados dos reservatórios com Capa de Gás e 30 mil ppm de salinidade, e por último, a Tabela 5.16, os resultados dos Reservatórios de Sem Capa de Gás e Sem aquífero e 30 mil ppm de salinidade.

Tabela 5.11. Reservatório com Aquífero e 300 ppm de salinidade

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Energia (GWh)			
				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
				5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
R026	Topo	Config01	110,0	8,68	12,91	16,18	18,90	7,8	11,6	14,5	17,0	10,25	20,42	30,55	40,67
R027	Topo	Config04	110,0	8,20	12,23	15,34	17,93	7,4	11,0	13,8	16,1	7,19	14,30	21,38	28,45
R017	Topo	Config01	82,5	8,06	12,03	15,10	17,66	7,2	10,8	13,6	15,9	5,67	11,28	16,87	22,45
R023	Centro	Config01	110,0	7,64	11,65	14,82	17,48	6,9	10,5	13,3	15,7	10,73	21,39	32,02	42,65
R018	Topo	Config04	82,5	7,64	11,45	14,41	16,88	6,9	10,3	12,9	15,2	4,00	7,95	11,88	15,81
R024	Centro	Config04	110,0	7,35	11,19	14,20	16,74	6,6	10,0	12,7	15,0	7,61	15,14	22,66	30,17
R008	Topo	Config01	55,0	7,34	11,06	13,96	16,38	6,6	9,9	12,5	14,7	2,48	4,94	7,38	9,82
R014	Centro	Config01	82,5	7,19	10,95	13,91	16,41	6,5	9,8	12,5	14,7	5,98	11,91	17,81	23,72
R025	Topo	Config00	110,0	7,14	10,79	13,63	16,02	6,4	9,7	12,2	14,4	2,14	4,26	6,37	8,48
R015	Centro	Config04	82,5	6,97	10,61	13,47	15,89	6,3	9,5	12,1	14,3	4,26	8,47	12,67	16,86
R009	Topo	Config04	55,0	7,03	10,62	13,43	15,80	6,3	9,5	12,1	14,2	1,76	3,49	5,22	6,95
R016	Topo	Config00	82,5	6,84	10,38	13,16	15,50	6,1	9,3	11,8	13,9	1,19	2,36	3,53	4,70
R005	Centro	Config01	55,0	6,75	10,28	13,07	15,43	6,1	9,2	11,7	13,9	2,64	5,25	7,86	10,46
R020	Base	Config01	110,0	6,19	9,78	12,71	15,22	5,6	8,8	11,4	13,7	10,68	21,39	32,10	42,84
R006	Centro	Config04	55,0	6,60	10,05	12,79	15,11	5,9	9,0	11,5	13,6	1,88	3,75	5,60	7,46
R022	Centro	Config00	110,0	6,60	10,07	12,81	15,13	5,9	9,0	11,5	13,6	2,25	4,48	6,70	8,92
R021	Base	Config04	110,0	6,21	9,73	12,57	14,99	5,6	8,7	11,3	13,5	7,57	15,14	22,71	30,29
R007	Topo	Config00	55,0	6,53	9,96	12,67	14,96	5,9	8,9	11,4	13,4	0,52	1,04	1,55	2,06
R013	Centro	Config00	82,5	6,45	9,85	12,54	14,83	5,8	8,8	11,3	13,3	1,26	2,50	3,74	4,98
R004	Centro	Config00	55,0	6,31	9,64	12,29	14,54	5,7	8,7	11,0	13,1	0,55	1,10	1,65	2,20
R011	Base	Config01	82,5	6,08	9,51	12,27	14,64	5,5	8,5	11,0	13,1	5,95	11,89	17,83	23,78
R012	Base	Config04	82,5	6,14	9,54	12,26	14,59	5,5	8,6	11,0	13,1	4,23	8,45	12,67	16,89
R002	Base	Config01	55,0	6,07	9,38	12,04	14,32	5,4	8,4	10,8	12,9	2,62	5,23	7,85	10,46
R003	Base	Config04	55,0	6,12	9,43	12,09	14,35	5,5	8,5	10,8	12,9	1,87	3,74	5,60	7,46
R001	Base	Config00	55,0	6,08	9,32	11,92	14,13	5,5	8,4	10,7	12,7	0,55	1,10	1,64	2,19
R010	Base	Config00	82,5	6,03	9,27	11,87	14,09	5,4	8,3	10,7	12,6	1,24	2,49	3,73	4,97
R019	Base	Config00	110,0	6,00	9,25	11,85	14,09	5,4	8,3	10,6	12,6	2,23	4,46	6,70	8,93

Tabela 5.12. Reservatório com Capa de Gás e 300 ppm de salinidade

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Energia (GWh)			
				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
				5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
R053	Topo	Config01	110,0	26,54	45,60	54,29	59,98	23,8	40,9	48,7	53,7	12,40	26,31	36,74	47,39
R050	Centro	Config01	110,0	25,39	44,26	53,05	59,62	22,8	39,7	47,5	53,4	12,79	27,02	42,26	57,98
R047	Base	Config01	110,0	21,79	40,34	50,89	58,31	19,5	36,2	45,6	52,3	12,56	26,79	40,67	49,44
R054	Topo	Config04	110,0	23,65	41,36	50,52	56,46	21,2	37,1	45,3	50,6	8,71	18,39	28,63	39,21
R051	Centro	Config04	110,0	22,31	40,30	49,61	56,10	20,0	36,1	44,5	50,3	9,03	19,00	29,57	40,58
R044	Topo	Config01	82,5	22,98	40,28	49,84	55,73	20,6	36,1	44,7	49,9	6,84	14,35	22,30	30,60
R041	Centro	Config01	82,5	21,44	38,98	48,54	54,94	19,2	34,9	43,5	49,2	7,07	14,83	22,94	31,47
R048	Base	Config04	110,0	19,32	36,42	46,67	54,41	17,3	32,6	41,8	48,8	8,85	18,80	29,35	40,32
R038	Base	Config01	82,5	18,26	34,79	44,95	52,97	16,4	31,2	40,3	47,5	6,91	14,65	22,69	31,12
R045	Topo	Config04	82,5	19,85	36,28	45,69	51,49	17,8	32,5	40,9	46,1	4,80	10,05	15,56	21,28
R042	Centro	Config04	82,5	18,74	34,81	44,72	51,20	16,8	31,2	40,1	45,9	4,99	10,45	16,13	22,05
R039	Base	Config04	82,5	16,31	31,11	41,40	49,30	14,6	27,9	37,1	44,2	4,88	10,30	15,98	21,90
R035	Topo	Config01	55,0	17,92	33,75	43,30	48,96	16,1	30,2	38,8	43,9	2,95	6,18	9,50	12,91
R032	Centro	Config01	55,0	16,78	31,74	41,67	48,06	15,0	28,4	37,3	43,1	3,07	6,40	9,85	13,38
R052	Topo	Config00	110,0	17,17	31,45	40,73	46,85	15,4	28,2	36,5	42,0	2,55	5,33	8,20	11,20
R029	Base	Config01	55,0	14,76	27,86	37,75	45,35	13,2	25,0	33,8	40,6	3,00	6,28	9,72	13,27
R049	Centro	Config00	110,0	16,24	29,94	39,07	45,12	14,6	26,8	35,0	40,4	2,63	5,49	8,42	11,43
R036	Topo	Config04	55,0	15,76	29,32	38,44	44,37	14,1	26,3	34,4	39,8	2,08	4,33	6,65	9,02
R033	Centro	Config04	55,0	15,03	27,92	37,15	43,52	13,5	25,0	33,3	39,0	2,17	4,51	6,93	9,40
R043	Topo	Config00	82,5	14,85	27,79	36,64	42,55	13,3	24,9	32,8	38,1	1,40	2,94	4,51	6,10
R046	Base	Config00	110,0	13,99	26,14	35,14	41,47	12,5	23,4	31,5	37,2	2,55	5,36	8,28	11,26
R040	Centro	Config00	82,5	14,44	26,48	35,16	41,23	12,9	23,7	31,5	36,9	1,46	3,03	4,65	6,29
R030	Base	Config04	55,0	13,50	24,92	33,73	40,70	12,1	22,3	30,2	36,5	2,13	4,44	6,84	9,33
R037	Base	Config00	82,5	12,87	23,42	31,54	37,77	11,5	21,0	28,3	33,8	1,41	2,95	4,54	6,18
R034	Topo	Config00	55,0	13,01	23,58	31,46	37,31	11,7	21,1	28,2	33,4	0,61	1,26	1,93	2,62
R031	Centro	Config00	55,0	12,68	22,72	30,26	35,96	11,4	20,4	27,1	32,2	0,63	1,31	2,01	2,71
R028	Base	Config00	55,0	12,18	21,33	28,22	33,61	10,9	19,1	25,3	30,1	0,62	1,28	1,97	2,67

Tabela 5.13. Reservatório de Sem Capa de Gás e Aquífero e 300 ppm de salinidade

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Energia (GWh)			
				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
				5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
R080	Topo	Config01	110,0	28,72	46,59	54,61	59,30	25,8	41,8	49,0	53,2	11,83	24,92	36,21	47,75
R077	Centro	Config01	110,0	27,87	45,95	54,05	59,18	25,0	41,2	48,5	53,1	12,45	26,25	41,03	56,29
R074	Base	Config01	110,0	23,56	41,72	52,21	58,62	21,1	37,4	46,9	52,6	12,26	26,13	41,00	56,42
R078	Centro	Config04	110,0	24,34	41,71	50,69	56,51	21,8	37,4	45,5	50,7	8,75	18,39	28,61	39,25
R081	Topo	Config04	110,0	25,52	42,29	50,93	56,35	22,9	38,0	45,7	50,6	8,27	17,35	26,96	36,88
R071	Topo	Config01	82,5	24,89	41,37	50,35	55,72	22,3	37,1	45,2	50,0	6,53	13,60	21,07	28,88
R068	Centro	Config01	82,5	23,45	40,47	49,71	55,63	21,0	36,3	44,6	49,9	6,87	14,40	22,26	30,51
R075	Base	Config04	110,0	20,52	37,59	48,07	55,24	18,4	33,7	43,1	49,6	8,61	18,32	28,63	39,34
R065	Base	Config01	82,5	19,34	35,87	46,25	53,99	17,4	32,2	41,5	48,5	6,73	14,28	22,16	30,39
R069	Centro	Config04	82,5	20,28	36,03	45,74	52,20	18,2	32,3	41,1	46,9	4,83	10,10	15,59	21,31
R072	Topo	Config04	82,5	21,56	37,23	46,28	51,93	19,4	33,4	41,5	46,6	4,55	9,48	14,65	20,01
R066	Base	Config04	82,5	17,01	31,82	42,30	50,39	15,3	28,6	38,0	45,2	4,75	10,01	15,55	21,32
R062	Topo	Config01	55,0	19,72	34,87	44,08	49,63	17,7	31,3	39,6	44,5	2,80	5,84	8,97	12,18
R059	Centro	Config01	55,0	18,21	32,97	42,70	49,18	16,3	29,6	38,3	44,1	2,97	6,19	9,53	12,95
R079	Topo	Config00	110,0	18,70	32,64	41,64	47,56	16,8	29,3	37,4	42,7	2,45	5,09	7,80	10,63
R056	Base	Config01	55,0	15,24	28,45	38,38	46,38	13,7	25,5	34,5	41,6	2,91	6,11	9,46	12,93
R076	Centro	Config00	110,0	17,23	31,00	40,08	46,16	15,5	27,8	36,0	41,4	2,57	5,36	8,22	11,16
R063	Topo	Config04	55,0	17,12	30,26	39,06	44,95	15,4	27,2	35,1	40,3	1,96	4,08	6,25	8,48
R060	Centro	Config04	55,0	16,05	28,87	37,92	44,38	14,4	25,9	34,0	39,8	2,09	4,35	6,68	9,08
R070	Topo	Config00	82,5	16,31	29,12	37,72	43,53	14,6	26,1	33,9	39,1	1,34	2,80	4,29	5,79
R073	Base	Config00	110,0	14,43	26,84	35,92	42,48	13,0	24,1	32,2	38,1	2,49	5,24	8,11	11,06
R067	Centro	Config00	82,5	15,17	27,37	36,06	42,17	13,6	24,6	32,4	37,9	1,42	2,95	4,53	6,14
R057	Base	Config04	55,0	13,88	25,46	34,27	41,49	12,5	22,9	30,8	37,2	2,06	4,31	6,65	9,07
R064	Base	Config00	82,5	13,13	23,91	32,15	38,49	11,8	21,5	28,9	34,6	1,38	2,89	4,45	6,07
R061	Topo	Config00	55,0	13,84	24,54	32,39	38,18	12,4	22,0	29,1	34,3	0,58	1,20	1,83	2,48
R058	Centro	Config00	55,0	13,20	23,47	31,06	36,81	11,9	21,1	27,9	33,0	0,62	1,28	1,95	2,64
R055	Base	Config00	55,0	11,98	21,31	28,37	33,88	10,8	19,1	25,5	30,4	0,60	1,26	1,93	2,61

Tabela 5.14. Reservatório com Aquífero e 30 mil ppm de salinidade

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Energia (GWh)			
				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
				5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
S026	Topo	Config01	110,0	8,69	12,83	16,04	18,71	7,8	11,5	14,4	16,8	12,83	26,34	40,19	54,29
S027	Topo	Config04	110,0	8,26	12,25	15,33	17,89	7,4	11,0	13,8	16,1	8,81	17,98	27,33	36,82
S017	Topo	Config01	82,5	8,13	12,07	15,11	17,64	7,3	10,8	13,6	15,8	6,75	13,71	20,80	27,98
S023	Centro	Config01	110,0	7,52	11,42	14,52	17,14	6,7	10,3	13,0	15,4	14,29	29,45	45,02	60,87
S018	Topo	Config04	82,5	7,72	11,51	14,44	16,89	6,9	10,3	13,0	15,2	4,72	9,52	14,37	19,27
S008	Topo	Config01	55,0	7,44	11,15	14,03	16,44	6,7	10,0	12,6	14,8	2,86	5,75	8,65	11,58
S024	Centro	Config04	110,0	7,25	10,99	13,94	16,43	6,5	9,9	12,5	14,7	9,80	19,99	30,38	40,89
S014	Centro	Config01	82,5	7,13	10,81	13,70	16,15	6,4	9,7	12,3	14,5	7,47	15,18	23,01	30,92
S025	Topo	Config00	110,0	7,20	10,86	13,71	16,10	6,5	9,7	12,3	14,4	2,41	4,89	7,41	9,96
S009	Topo	Config04	55,0	7,11	10,70	13,51	15,86	6,4	9,6	12,1	14,2	2,03	4,07	6,12	8,18
S015	Centro	Config04	82,5	6,93	10,51	13,32	15,70	6,2	9,4	12,0	14,1	5,29	10,70	16,17	21,69
S016	Topo	Config00	82,5	6,88	10,43	13,21	15,55	6,2	9,4	11,9	14,0	1,31	2,63	3,96	5,31
S005	Centro	Config01	55,0	6,74	10,24	13,00	15,33	6,1	9,2	11,7	13,8	3,20	6,44	9,71	13,01
S022	Centro	Config00	110,0	6,59	10,03	12,76	15,06	5,9	9,0	11,5	13,5	2,65	5,37	8,14	10,94
S006	Centro	Config04	55,0	6,60	10,03	12,74	15,04	5,9	9,0	11,4	13,5	2,30	4,62	6,96	9,31
S007	Topo	Config00	55,0	6,56	10,00	12,71	15,00	5,9	9,0	11,4	13,5	0,57	1,13	1,70	2,27
S013	Centro	Config00	82,5	6,44	9,83	12,51	14,79	5,8	8,8	11,2	13,3	1,44	2,91	4,40	5,89
S020	Base	Config01	110,0	5,73	9,26	12,23	14,84	5,1	8,3	11,0	13,3	19,05	39,66	60,93	82,71
S004	Centro	Config00	55,0	6,31	9,64	12,28	14,53	5,7	8,7	11,0	13,0	0,63	1,26	1,90	2,55
S021	Base	Config04	110,0	5,76	9,15	11,94	14,37	5,2	8,2	10,7	12,9	12,48	25,75	39,35	53,19
S001	Base	Config00	55,0	6,02	9,24	11,82	14,02	5,4	8,3	10,6	12,6	0,77	1,55	2,34	3,14
S003	Base	Config04	55,0	5,96	9,21	11,82	14,06	5,3	8,3	10,6	12,6	2,74	5,55	8,38	11,22
S012	Base	Config04	82,5	5,83	9,12	11,78	14,08	5,2	8,2	10,6	12,6	6,51	13,27	20,14	27,08
S011	Base	Config01	82,5	5,71	9,00	11,70	14,04	5,1	8,1	10,5	12,6	9,51	19,48	29,65	39,96
S002	Base	Config01	55,0	5,85	9,08	11,69	13,93	5,2	8,1	10,5	12,5	3,90	7,91	11,96	16,05
S010	Base	Config00	82,5	5,92	9,11	11,68	13,88	5,3	8,2	10,5	12,5	1,82	3,71	5,62	7,55
S019	Base	Config00	110,0	5,83	9,01	11,57	13,78	5,2	8,1	10,4	12,4	3,46	7,07	10,74	14,45

Tabela 5.15. Reservatório com Capa de Gás e 30 mil ppm de salinidade

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Energia (GWh)			
				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
				5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
S053	Topo	Config01	110,0	26,64	45,37	54,35	60,22	23,9	40,7	48,7	54,0	13,63	27,88	41,02	51,60
S050	Centro	Config01	110,0	25,27	43,88	52,77	59,54	22,7	39,3	47,3	53,4	14,25	28,82	44,13	59,85
S047	Base	Config01	110,0	21,87	40,33	51,05	59,27	19,6	36,1	45,7	53,1	15,74	30,55	45,38	58,59
S054	Topo	Config04	110,0	23,90	41,23	50,31	56,32	21,4	37,0	45,1	50,5	9,59	19,55	29,89	40,48
S051	Centro	Config04	110,0	22,52	40,12	49,40	55,99	20,2	36,0	44,3	50,2	10,10	20,41	31,05	42,07
S044	Topo	Config01	82,5	23,27	40,25	49,68	55,61	20,9	36,1	44,5	49,8	7,50	15,20	23,24	31,56
S041	Centro	Config01	82,5	21,72	38,88	48,35	54,84	19,5	34,8	43,3	49,1	7,83	15,84	24,02	32,57
S048	Base	Config04	110,0	19,50	36,50	46,93	54,74	17,5	32,7	42,1	49,1	10,98	21,50	32,15	43,14
S038	Base	Config01	82,5	18,34	34,71	44,93	53,08	16,4	31,1	40,3	47,6	8,48	16,66	24,78	33,24
S045	Topo	Config04	82,5	20,19	36,46	45,69	51,49	18,1	32,7	40,9	46,1	5,28	10,71	16,29	22,04
S042	Centro	Config04	82,5	19,07	34,98	44,72	51,20	17,1	31,3	40,1	45,9	5,57	11,25	17,02	22,95
S039	Base	Config04	82,5	16,62	31,52	41,80	49,72	14,9	28,2	37,5	44,6	6,00	11,82	17,60	23,55
S035	Topo	Config01	55,0	18,46	34,22	43,54	49,09	16,5	30,7	39,0	44,0	3,23	6,57	9,94	13,38
S032	Centro	Config01	55,0	17,31	32,23	41,96	48,24	15,5	28,9	37,6	43,2	3,39	6,87	10,38	13,92
S052	Topo	Config00	110,0	17,22	31,46	40,71	46,80	15,4	28,2	36,5	41,9	2,73	5,58	8,48	11,49
S029	Base	Config01	55,0	15,02	28,13	37,97	45,62	13,5	25,2	34,0	40,9	3,65	7,19	10,73	14,29
S049	Centro	Config00	110,0	16,33	29,90	38,95	44,99	14,6	26,8	34,9	40,3	2,83	5,78	8,75	11,79
S036	Topo	Config04	55,0	16,19	29,77	38,74	44,58	14,5	26,7	34,7	39,9	2,28	4,63	6,99	9,38
S033	Centro	Config04	55,0	15,34	28,27	37,38	43,66	13,7	25,3	33,5	39,1	2,42	4,88	7,36	9,85
S043	Topo	Config00	82,5	15,32	28,26	36,99	42,81	13,7	25,3	33,2	38,4	1,50	3,07	4,66	6,27
S046	Base	Config00	110,0	14,10	26,33	35,26	41,58	12,6	23,6	31,6	37,3	3,11	6,15	9,19	12,22
S040	Centro	Config00	82,5	14,62	26,69	35,31	41,31	13,1	23,9	31,6	37,0	1,56	3,19	4,83	6,50
S030	Base	Config04	55,0	13,81	25,29	34,09	41,04	12,4	22,7	30,5	36,8	2,61	5,13	7,63	10,14
S037	Base	Config00	82,5	13,15	23,73	31,86	38,02	11,8	21,3	28,5	34,1	1,70	3,37	5,04	6,72
S034	Topo	Config00	55,0	13,26	23,85	31,67	37,47	11,9	21,4	28,4	33,6	0,64	1,32	2,00	2,69
S031	Centro	Config00		13,00	23,09	30,60	36,26	11,6	20,7	27,4	32,5	0,68	1,38	2,09	2,80
S028	Base	Config00	55,0	11,88	20,97	27,91	33,34	10,6	18,8	25,0	29,9	0,73	1,46	2,18	2,90

Tabela 5.16. Reservatório de Sem Capa de Gás e Aquífero e 30 mil ppm de salinidade

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Np (x 10 ³ m ³ STD)				FR %				Energia (GWh)			
				Tempo (anos)				Tempo (anos)				Tempo (anos)			
				5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
S080	Topo	Config01	110,0	28,61	46,18	54,31	59,20	25,7	41,4	48,8	53,1	12,88	26,30	38,18	49,73
S077	Centro	Config01	110,0	27,73	45,46	53,76	59,08	24,9	40,8	48,3	53,0	13,88	28,02	42,85	58,12
S074	Base	Config01	110,0	23,71	41,71	52,44	58,83	21,3	37,4	47,1	52,8	15,40	29,81	44,77	60,21
S078	Centro	Config04	110,0	24,60	41,57	50,60	56,51	22,1	37,3	45,4	50,7	9,83	19,80	30,09	40,73
S081	Topo	Config04	110,0	25,77	42,14	50,75	56,27	23,1	37,8	45,6	50,5	9,07	18,43	28,11	38,04
S071	Topo	Config01	82,5	25,24	41,36	50,21	55,64	22,7	37,1	45,1	49,9	7,12	14,39	21,94	29,76
S068	Centro	Config01	82,5	23,81	40,41	49,57	55,57	21,4	36,3	44,5	49,9	7,65	15,43	23,35	31,61
S075	Base	Config04	110,0	20,86	37,74	48,34	55,52	18,7	33,9	43,4	49,8	10,76	21,01	31,41	42,15
S065	Base	Config01	82,5	19,70	36,02	46,46	54,23	17,7	32,3	41,7	48,7	8,34	16,33	24,28	32,54
S069	Centro	Config04	82,5	20,72	36,26	45,81	52,27	18,6	32,5	41,1	46,9	5,43	10,93	16,49	22,22
S072	Topo	Config04	82,5	22,04	37,49	46,34	51,99	19,8	33,7	41,6	46,7	5,00	10,11	15,35	20,72
S066	Base	Config04	82,5	17,38	32,22	42,73	50,75	15,6	28,9	38,4	45,6	5,90	11,57	17,20	22,99
S062	Topo	Config01	55,0	20,33	35,35	44,32	49,76	18,2	31,7	39,8	44,7	3,06	6,22	9,39	12,62
S059	Centro	Config01	55,0	18,72	33,38	42,91	49,32	16,8	30,0	38,5	44,3	3,31	6,68	10,08	13,52
S079	Topo	Config00	110,0	18,94	32,81	41,73	47,59	17,0	29,4	37,5	42,7	2,59	5,30	8,05	10,89
S056	Base	Config01	55,0	15,61	28,84	38,74	46,77	14,0	25,9	34,8	42,0	3,60	7,06	10,51	14,00
S076	Centro	Config00	110,0	17,42	31,11	40,09	46,14	15,6	27,9	36,0	41,4	2,77	5,66	8,57	11,53
S063	Topo	Config04	55,0	17,66	30,79	39,43	45,21	15,8	27,6	35,4	40,6	2,16	4,36	6,58	8,83
S060	Centro	Config04	55,0	16,51	29,33	38,25	44,63	14,8	26,3	34,3	40,1	2,36	4,74	7,13	9,54
S070	Topo	Config00	82,5	16,59	29,40	37,92	43,67	14,9	26,4	34,0	39,2	1,42	2,92	4,43	5,95
S073	Base	Config00	110,0	14,62	27,09	36,08	42,67	13,1	24,3	32,4	38,3	3,08	6,08	9,07	12,05
S067	Centro	Config00	82,5	15,36	27,59	36,21	42,26	13,8	24,8	32,5	37,9	1,53	3,12	4,73	6,36
S057	Base	Config04	55,0	14,19	25,82	34,63	41,89	12,7	23,2	31,1	37,6	2,57	5,03	7,47	9,92
S064	Base	Config00	82,5	13,25	24,09	32,32	38,64	11,9	21,6	29,0	34,7	1,68	3,33	4,97	6,63
S061	Topo	Config00	55,0	14,03	24,81	32,66	38,41	12,6	22,3	29,3	34,5	0,61	1,25	1,90	2,55
S058	Centro	Config00	55,0	13,35	23,67	31,24	36,96	12,0	21,2	28,0	33,2	0,66	1,35	2,04	2,74
S055	Base	Config00	55,0	12,06	21,44	28,49	33,99	10,8	19,2	25,6	30,5	0,73	1,44	2,15	2,86

A Figura 5.30 apresenta alguns *Diagramas de Pareto*, nos quais são mostradas a sensibilidade das variáveis operacionais, com nível de significância maior do que 5% ($p=0,05$), na recuperação de óleo e a energia acumulada a cada 5 (cinco) anos de produção até completar 20 anos. Do lado esquerdo estão os *Diagramas de Pareto* da fração recuperada de óleo e do lado direito os *Diagramas de Pareto* energia consumida.

Nos *Diagramas de Pareto* se observam termos quadráticos (Q) e lineares (L) das variáveis, isto para os fatores em que a resposta foi analisada em três níveis. O termo quadrático aparece devido ao efeito do parâmetro principal ser analisado em forma linear e em forma quadrática, então para simplificar, se um fator é significativo na sua forma quadrática, quer dizer que a resposta pode mostrar um valor máximo ou mínimo e isto pode ser observado mais claramente nas superfícies de resposta. No entanto, é necessário lembrar que os valores apresentados no *Diagrama de Pareto* não são os coeficientes dos fatores nas superfícies de resposta e sim o estudo de significância estatística do efeito e das suas interações.

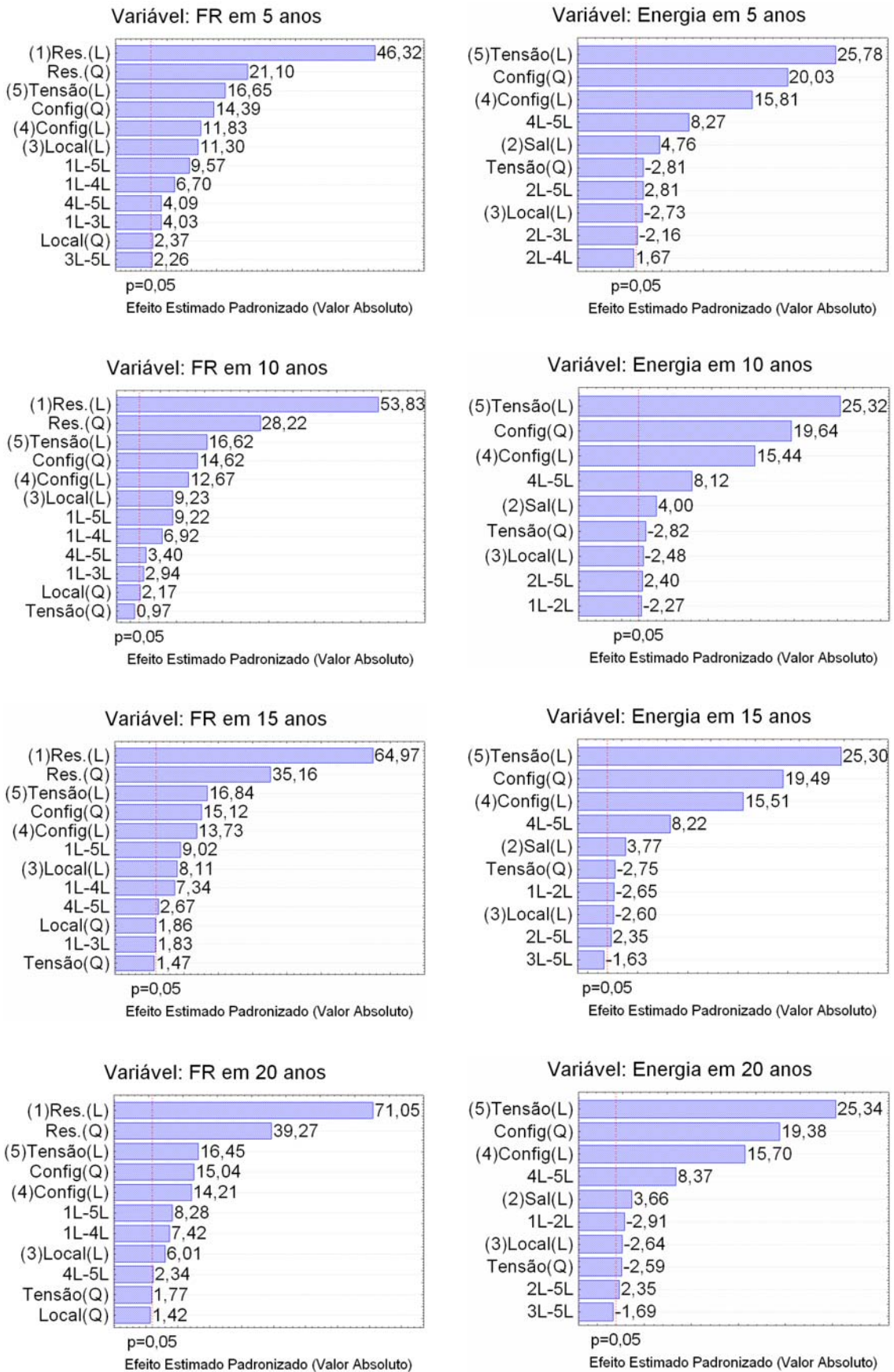


Figura 5.30. Diagramas de Pareto para FR e Energia

Dos principais fatores analisados é possível observar que:

RES: O tipo de reservatório mostrou a maior significância no FR nos períodos estudados, tanto na forma linear quanto quadraticamente. O efeito deste parâmetro é positivo, o que implica em dizer que o tipo de reservatório é o fator que mais influencia a recuperação de óleo. Se o reservatório possui aquífero, a recuperação é baixa, se não possui aquífero nem capa de gás, a recuperação é maior. O tipo de reservatório não teve influência significativa no acumulado de energia, quando comparado aos outros parâmetros.

Tensão: A tensão nos eletrodos influenciou linearmente em forma significativa o FR em 5, 10, 15 e 20 anos. Um aumento deste valor fornece um aumento do FR. O efeito principal quadrático deste parâmetro não foi significativo. No acumulado de energia este fator foi significativo e de forma positiva, tanto linear, quanto quadrático.

Config.: A escolha da configuração elétrica mostrou ser significativa no FR nos períodos estudados, tanto na forma linear como na forma quadrática, entretanto, esta última mostrou ser mais significativa. A configuração *Config00* (-1) mostrou o menor FR, quadraticamente a configuração *Config01* (0) mostrou a maior recuperação de óleo, e a configuração *Config04* (+1) mostrou uma intermediária recuperação de óleo. O efeito linear desta variável é positivo.

Localização dos eletrodos: A localização dos eletrodos foi significativa no FR nos períodos estudados. Em forma linear este efeito é positivo, significando que a localização na base prejudica o FR, enquanto que a localização no centro e no topo melhora o FR. No acumulado de energia, o efeito também é linear, porém negativo, isto quer dizer que a localização do eletrodo na base aumenta o acumulado de energia e à medida que a localização vai mudando para o topo do reservatório, a energia consumida vai diminuindo.

Sal: A salinidade da água do reservatório não influenciou significativamente o FR nos períodos estudados, mas sim a energia acumulada no processo, sendo um fator que afeta positivamente, ou seja, um aumento na salinidade da água incrementa a energia consumida.

Dos fatores secundários, ou das interações significativas para a Fração Recuperada de Óleo, foram:

- 1-5: Reservatório-Tensão
- 1-4: Reservatório- Configuração
- 4-5: Configuração-Tensão

Dos fatores secundários, ou das interações significativas para o consumo de Energia elétrica, foram:

- 1-2: Reservatório-Salinidade
- 2-5: Salinidade – Tensão.

A Figura 5.31 mostra algumas superfícies de respostas com a FR em 10 anos, das interações mais significativas encontradas nos *Diagramas de Pareto*. Estas superfícies mostram como influencia a mudança de níveis dos parâmetros, no comportamento da Fração Recuperada de Óleo em 10 anos de produção.

Como se observou nos *Diagramas de Pareto* para FR, a significância do tipo de reservatório, o nível de tensão e a configuração elétrica utilizada foram os parâmetros que mais influenciaram na Fração Recuperada, que por sua vez são facilmente observadas nas primeiras duas superfícies mostradas na Figura 5.31, onde é possível ver região de máxima resposta. As duas superfícies seguintes expressam a influência do nível de tensão e da configuração elétrica na localização dos eletrodos em relação à Fração Recuperada de Óleo. Mostram também que para um nível de tensão ou configuração elétrica (que são dois fatores que influenciam fortemente no consumo de energia) a escolha da localização dos eletrodos é uma escolha que a princípio pode trazer vantagem econômica, já que o posicionamento dos eletrodos não agrega custos diferenciados, diferentemente do nível de tensão e configuração elétrica escolhida.

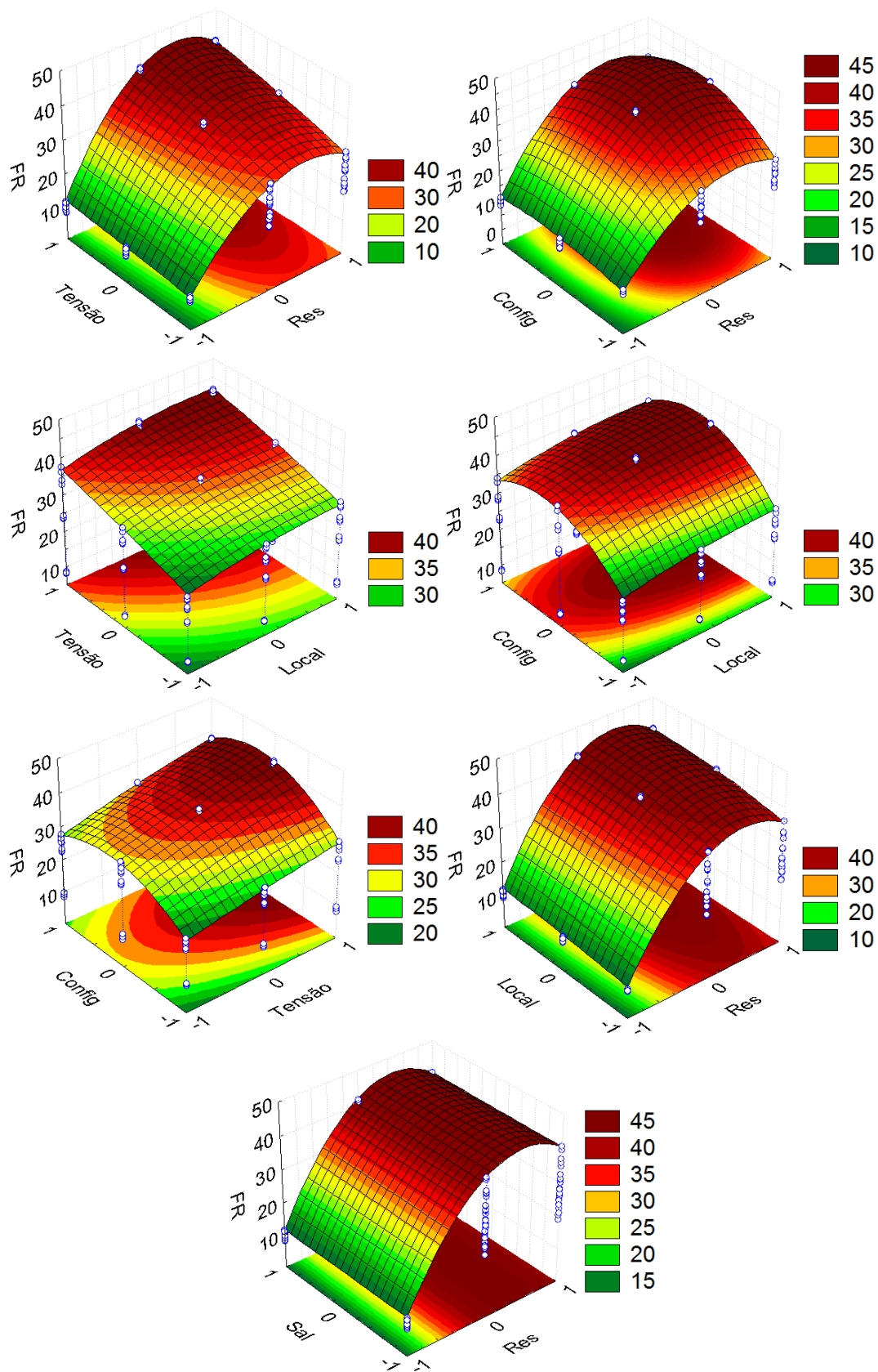


Figura 5.31. Superfícies de resposta da FR em 10 anos

A Figura 5.32 mostra o consumo de energia elétrica para os mesmos parâmetros e as mesmas condições operacionais e de reservatório após 10 anos de produção. As superfícies de resposta mostram as regiões de máxima resposta no acumulado de energia (região em vermelho), bem como, as regiões de mínima resposta (região em verde). Desta forma, utilizando estas superfícies, é possível observar as regiões de operação de um caso específico, de modo que seja possível através destas superfícies, ter idéia se o consumo de energia estará em região de máximo ou não, e ainda, saber se é possível reduzir o consumo de energia.

A análise dos parâmetros operacionais em três tipos diferentes de reservatório permite observar que é possível maximizar a recuperação de óleo, mudando as configurações elétricas, mas isto deve ser analisado com cautela, já que se comprovou que na maioria das análises, o aumento da recuperação do óleo é promovido pelo incremento na energia consumida. Diante disso, há necessidade de outra análise através dos cronogramas de tensão, como foi mostrado na Seção 5.5.

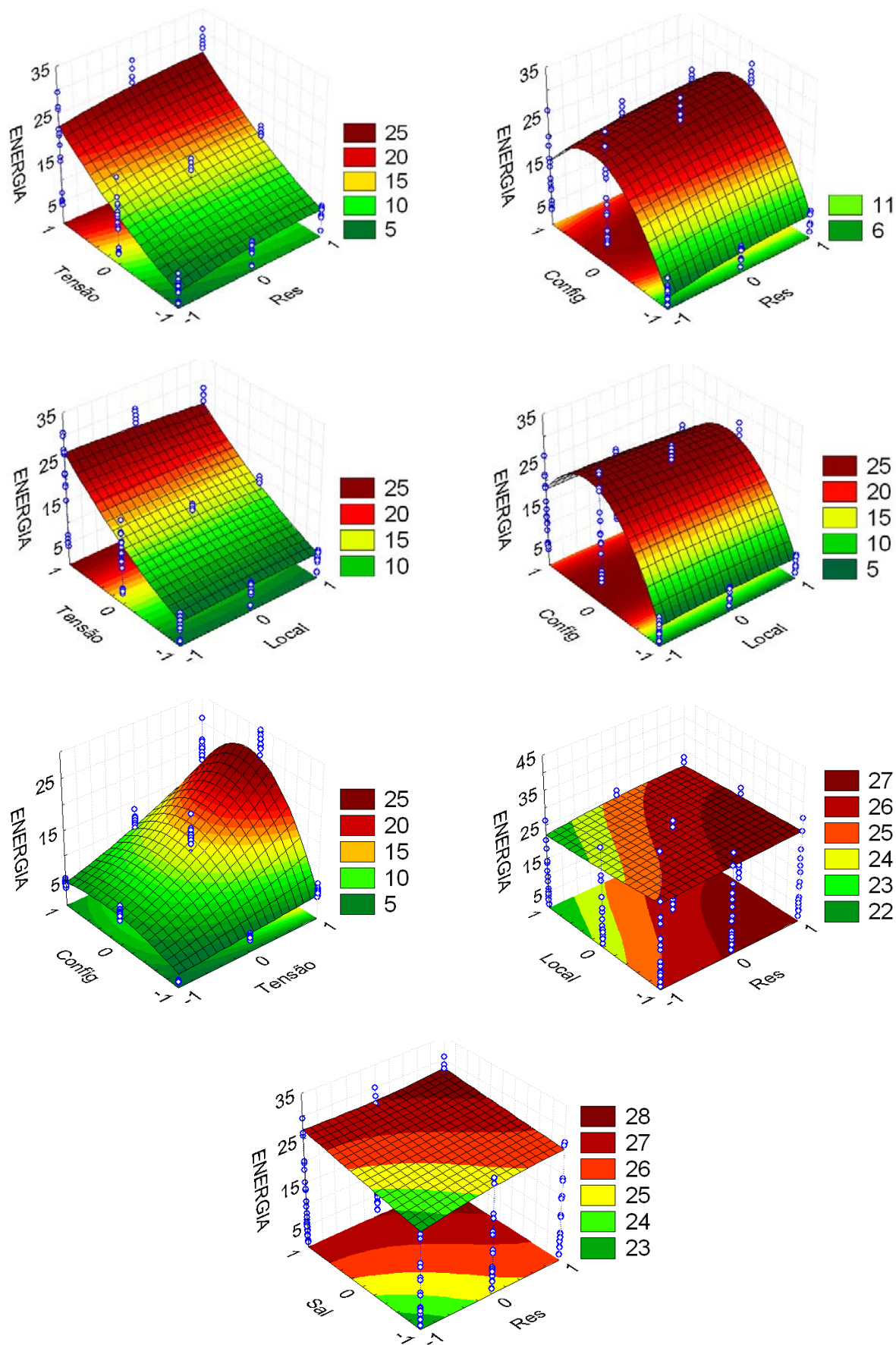


Figura 5.32. Superfícies de resposta do consumo de Energia em 10 anos

A Tabela 5.17 compara a recuperação de óleo através do FR com a energia consumida para as configurações *Config01* e *Config04* no final de 20 anos de projeto.

Tabela 5.17. Comparação de FR com consumo de Energia

Caso	Localização	Configuração	Tensão	Tempo = 20 anos	
				FR %	Energia (GWh)
R080	Topo	Config01	110	53,2	47,75
R081	Topo	Config04	110	50,6	36,88
R068	Centro	Config01	82,5	49,9	30,51
R069	Centro	Config04	82,5	46,9	21,31

Pode-se observar que para um nível de tensão escolhido, pode haver um modesto incremento na recuperação de óleo, ao escolher a configuração *Config01* ao invés de escolher a *Config04*. Entretanto, o consumo de energia pode ser incrementado mais intensamente. Diante disso é necessário analisar se esta diferença é uma boa troca.

5.7 Eficiência energética

A secção 5.4 mostrou que cada configuração elétrica utilizada proporcionou diferentes produções de óleo. Este comportamento dá-se devido à quantidade de energia elétrica entregue ao reservatório e a distribuição da corrente elétrica dentro do reservatório que por sua vez, proporciona diferentes distribuições de temperatura que implicam em diferentes produções acumuladas de óleo, para o mesmo nível de tensão aplicado aos eletrodos.

Isso mostra que cada configuração elétrica apresenta uma capacidade de entrega de energia ao reservatório para o mesmo nível de tensão aplicada.

Diante disso, a priori, cada configuração elétrica aparenta diferentes eficiências energéticas, quando comparado o consumo de energia elétrica com a produção de óleo no decorrer do projeto com AER.

Partindo do princípio que isso seja fato, deve haver uma equivalência (de produção ou consumo energético) entre as configurações elétricas. Optou-se buscar essa equivalência, mantendo a produção de óleo.

Como a produção utilizando a *Config04* é menor que a produção ao utilizar a *Config01*, ambas aplicando 110 V, escolheu-se realizar simulações reduzindo o potencial das fases da

Config01 (mantendo o mesmo nível de tensão durante os 20 anos) até que as produções destas duas configurações sejam iguais ou bem próximas.

Dois casos foram testados e suas equivalências de produção estão mostras na Figura 5.33 e na Figura 5.34. A Figura 5.33 mostra a produção de óleo e o consumo de energia elétrica para os eletrodos posicionados no topo do reservatório tendo como base a *Config04* em 110 V. A Figura 5.34 mostra a equivalência com eletrodo no centro do reservatório e a *Config04* em 82,5 V como referência.

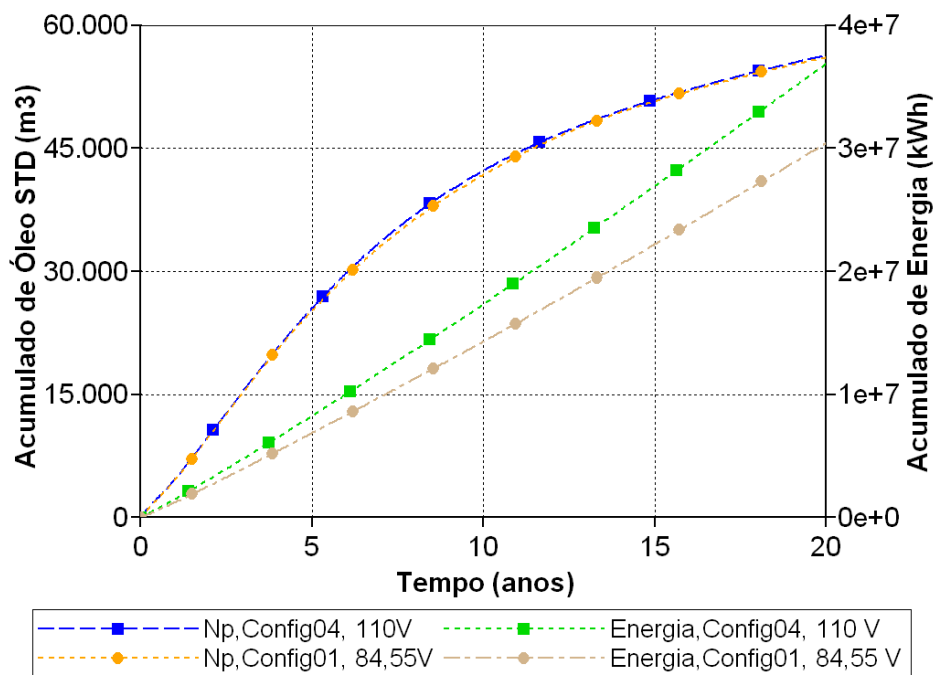


Figura 5.33. Equivalência de produção de *Config01* e *Config04*

A Figura 5.33 mostra as curvas de produção acumulada bastante próximas, ao longo de todo o período do projeto. No entanto, o consumo de energia é significativamente menor quando se utiliza a *Config01*, indicando que esta configuração apresenta maior eficiência energética quando comparada com a *Config04*. É importante observar que a equivalência foi alcançada para um potencial de 84,55 V.

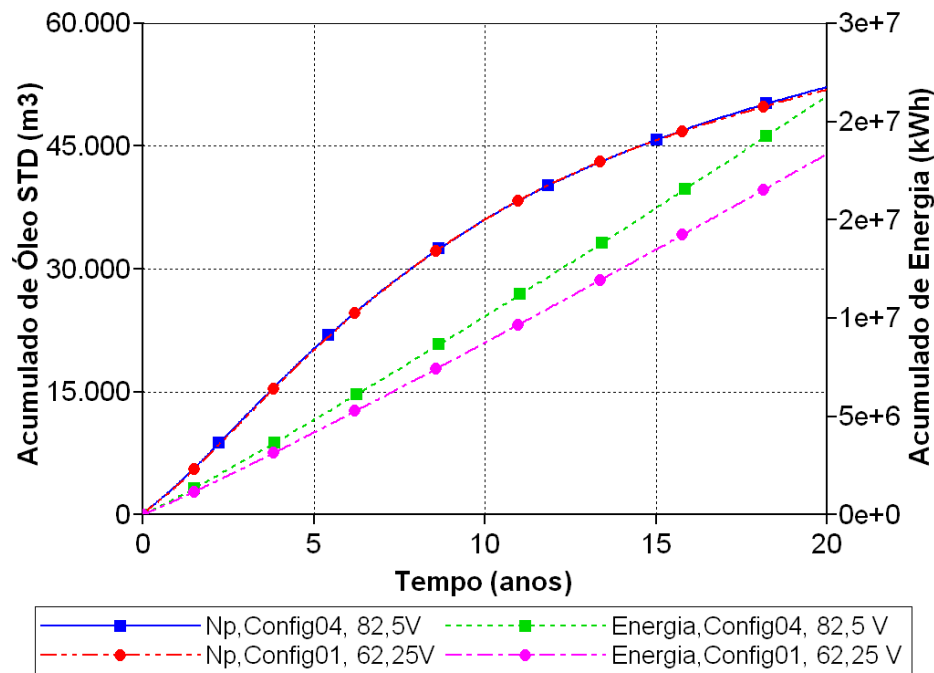


Figura 5.34. Equivalência de produção de *Config01* e *Config04*

A Figura 5.34 mostra a equivalência de produção utilizando as *Config01* e a *Config04*. Esta equivalência é alcançada utilizando níveis de tensão diferentes nas configurações *Config01* e *Config04*. A recuperação de óleo está bastante próxima, no entanto, o consumo de energia diverge significativamente. Uma equivalência de recuperação é encontrada ajustando o nível de tensão da *Config01* em 62,25 V e mantendo o nível de tensão da *Config04* em 82,5V.

No primeiro caso (Figura 5.33), a diferença de consumo de energia é de aproximadamente $0,7 \times 10^7$ kWh, ou seja, 70 GWh. Considerando o custo da energia em R\$ 200/MWh para uma instalação industrial, a economia gerada utilizando a *Config01* em relação a *Config04* seria aproximadamente de R\$ 14 milhões. E ainda se a geração dessa energia elétrica contempla emissão de gases na atmosfera, a redução da emissão desses gases será em torno de 19%.

Esta análise mostra que a escolha da configuração elétrica não deve ser feita aleatoriamente e uma análise econômica deve ser realizada para quantificar as vantagens econômicas que podem vir devido à escolha das fases elétricas ligada aos eletrodos que podem ser facilmente modificadas na superfície.

5.8 Relação entre energia consumida e produção de óleo

De uma forma geral, foi constatado um aumento de produção de óleo com o aumento da tensão aplicada a cada configuração elétrica. As diversas configurações elétricas proporcionam para um mesmo nível de tensão, distintos consumo de energia, bem como, produção de óleo diferenciada. Dessa forma, é importante relacionar a combinação entre estas configurações, a localização dos eletrodos na zona de óleo e o nível de tensão aplicada aos eletrodos.

Nesta secção, este desempenho é estimado como sendo a relação entre o consumo de energia elétrica e o montante de óleo adicional produzido (adicional em relação à recuperação primária) decorrente da utilização do AER como método de recuperação.

5.8.1 Utilizando nível de tensão de 110 V

O desempenho para vários sistemas utilizando 110 V, já apresentados anteriormente, são mostrados neste item.

A Figura 5.35 mostra alguns arranjos (configurações elétricas e localização de eletrodos) que a 110 V apresentaram relações mais favoráveis de consumo de energia – produção de óleo. A nomenclatura utilizada na legenda do gráfico corresponde à configuração elétrica utilizada (ex.: *Config00*) e localização do eletrodo na zona de óleo (ex.: Centro).

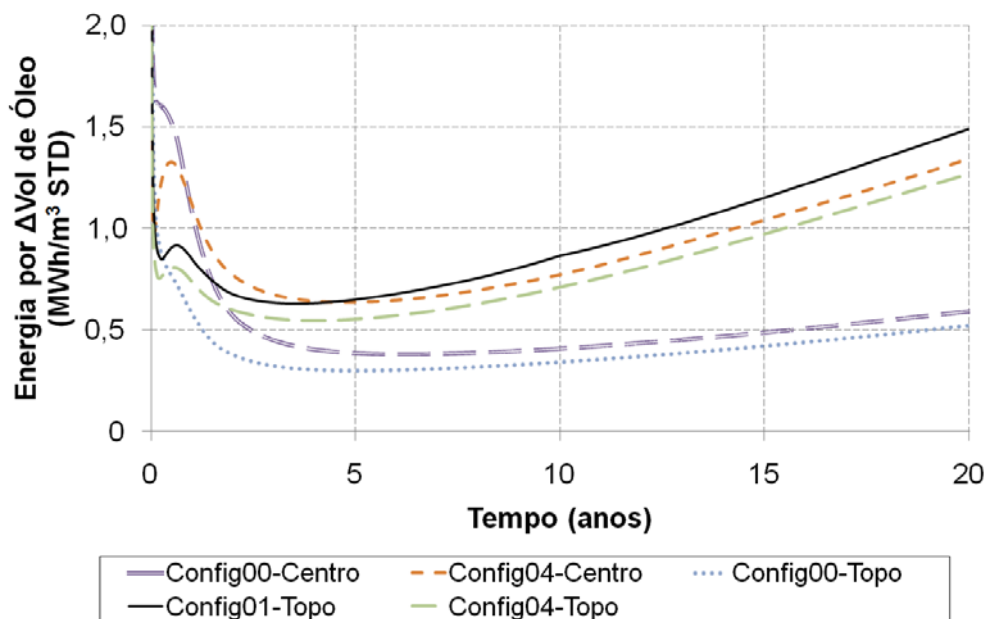


Figura 5.35. Relações mais favoráveis de consumo de energia por volume adicional de Óleo

Pode-se observar que os casos “Config00-Centro” e “Config00-Topo” apresentam as menores relações de consumos de energia por volume adicional de óleo, de modo que os custos decorrentes do consumo de energia do AER são os menores por volume adicional de óleo produzido, ao utilizar 110 V.

O caso “Config01-Topo”, é o caso que apresenta na Figura 5.35, o maior valor da relação de consumo de energia por volume adicional de óleo, e é o arranjo que proporcionou a maior recuperação de óleo (caso R080 da Tabela 5.13) para todos os casos analisados.

A Figura 5.36 mostra os casos (@ 110 V) que apresentaram maiores consumos de energia por adicional de produção de óleo.

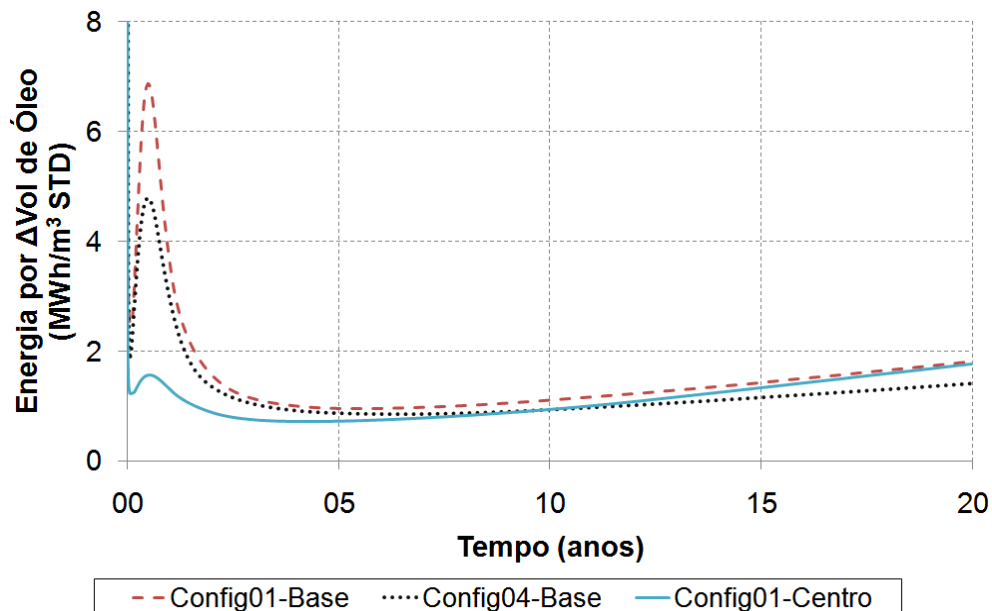


Figura 5.36. Relações menos favoráveis de consumo de energia por volume adicional de óleo

Pode-se observar na Figura 5.36 a diferença do custo adicional de óleo decorrente simplesmente do posicionamento do eletrodo na zona de óleo, como nos casos “Config01-Base” e “Config01-Centro”.

Observe que se por acaso, uma empresa fosse realizar um teste em campo, usando, por exemplo, a “Config01-Base”, esta empresa possivelmente desistiria de utilizar o AER como método de recuperação avançada e faria críticas totalmente destrutivas de modo a recomendar a nunca utilizar o AER, devido aos altos custos com energia e pouca recuperação de óleo, chegando a exceder 6 MWh/m³ STD de óleo adicional recuperado. Entretanto, a empresa pode escolher as características que podem equivaler a algum caso mais favorável, como os mostrados na Figura 5.35.

Pode-se observar que cada configuração apresentou sua relação (Energia por adicional de óleo) variante no tempo. Dessa forma, é interessante analisar esta relação através da sua média por todo o período do projeto, como mostra a Tabela 5.18.

Tabela 5.18. Média das relações Energia/Volume

Caso	Média dos 20 anos (MWh/m ³ STD)
Config00-Topo	0,58
Config00-Centro	0,66
Config04-Topo	0,98
Config04-Centro	1,06
Config01-Topo	1,12
Config01-Centro	1,25
Config04-Base	1,56
Config01-Base	1,81

A média da relação do consumo de energia mostrada na Tabela 5.18 dá uma noção do “aproveitamento energético” de cada caso, de modo tal que também pode indicar a quantidade de energia que se espera consumir com o AER para produzir um determinado volume de óleo, nestes casos ao se utilizar 110 V para as configurações *Config00*, *Config01* e *Config04* com eletrodos de 10 m de comprimento posicionados em “Base”, “Centro” e “Topo” do reservatório de petróleo.

5.8.2 Utilizando nível de tensão de 82,5 V

Semelhantemente ao item anterior, os desempenhos das configurações elétricas *Config00*, *Config01* e *Config04* são mostradas nesta secção.

A Figura 5.37 mostra o comportamento do consumo de energia elétrica para produzir um adicional de óleo em relação ao caso *Sem AER* de alguns arranjos (configurações elétricas e localização de eletrodos) que a 82,5 V apresentaram relações mais favoráveis de consumo de energia – produção de óleo. A nomenclatura utilizada na legenda do gráfico corresponde à configuração elétrica utilizada (ex.: *Config00*) e localização do eletrodo na zona de óleo (ex.: Centro).

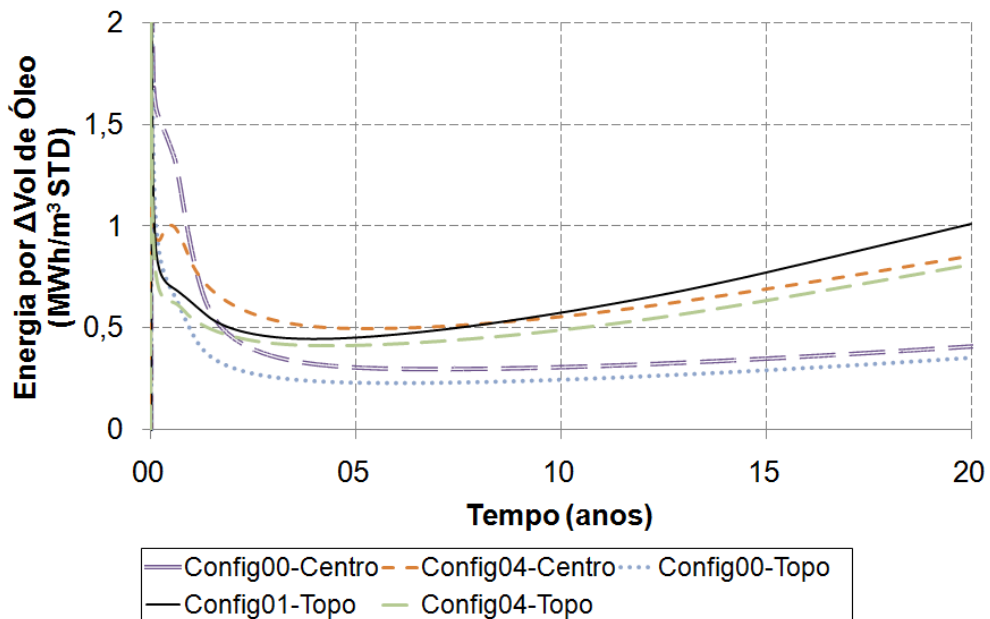


Figura 5.37. Relações mais favoráveis de energia por volume adicional de óleo

Pode-se observar que os casos “Config00-Centro” e “Config00-Topo” são os arranjos (configuração elétrica e posicionamento de eletrodo) que apresentam as menores relações de consumo de energia por volume adicional de óleo, de modo que os custos decorrentes do consumo de energia do AER são os menores por volume adicional de óleo produzido, ao utilizar 82,5 V.

O caso “Config01-Topo”, é o caso na Figura 5.37 que apresenta o maior valor da relação de consumo de energia por volume adicional de óleo, e é o arranjo que proporcionou a maior recuperação de óleo (Ver caso R071 da Tabela 5.13) para todos os casos analisados com 82,5 V. Entretanto, isso não significa necessariamente que esta configuração traga menos vantagens econômicas.

A Figura 5.38 mostra os casos (@ 82,5 V) que apresentaram maiores consumos de energia por adicional de produção de óleo.

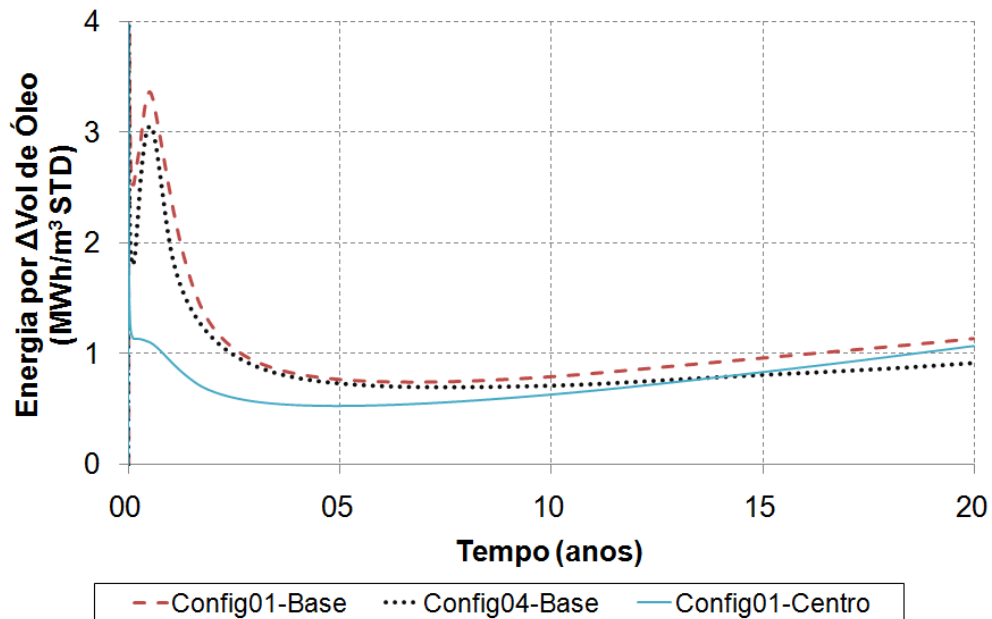


Figura 5.38. Relações menos favoráveis de energia por volume adicional de óleo

Pode-se observar na Figura 5.38 redução dos valores encontrados nos picos das curvas de “Config01-Base” e “Config04-Base”, bem como, uma maior aproximação entre estas. Pode-se observar também que há uma forte diferença na relação Energia/Óleo adicional devido simplesmente da escolha do posicionamento do eletrodo na zona de óleo, como nos casos “Config01-Base” e “Config01-Centro”, indicando que quando os eletrodos estão posicionados na “Base” do reservatório, a energia térmica entregue pela passagem da corrente elétrica é dividida com maior intensidade com a zona de água posicionada imediatamente inferior à zona de óleo.

Pode-se observar que cada configuração apresenta sua relação (Energia por adicional de óleo) variante no tempo. Dessa forma, é interessante analisar esta relação através da sua média por todo o período do projeto, como mostra a Tabela 5.19.

Tabela 5.19. Média das relações Energia/Volume

Caso	Média dos 20 anos (MWh/m ³ STD)
Config00-Topo	0,49
Config00-Centro	0,51
Config04-Topo	0,72
Config04-Centro	0,80
Config01-Topo	0,82
Config01-Centro	0,90
Config04-Base	1,26
Config01-Base	1,41

A média da relação do consumo de energia mostrada na Tabela 5.19 expressa o “aproveitamento energético” de cada caso, de modo tal que também pode indicar a quantidade de energia que se espera consumir com o AER para produzir um determinado volume de óleo, nestes casos ao se utilizar 82,5 V para as configurações *Config00*, *Config01* e *Config04* com eletrodos de 10 m de comprimento posicionados em “Base”, “Centro” e “Topo” do reservatório de petróleo de 20 m de espessura.

5.8.3 Com nível de tensão em 55 V

Semelhantemente ao item anterior, os desempenhos das configurações elétricas *Config00*, *Config01* e *Config04* são mostradas nesta secção.

A Figura 5.39 mostra o comportamento do montante de energia elétrica utilizado para produzir um adicional de 1 m³ óleo em relação ao caso *Sem AER*, de alguns arranjos (configurações elétricas e localização de eletrodos) que a 55 V apresentaram relações mais favoráveis de consumo de energia – produção de óleo. A nomenclatura utilizada na legenda do gráfico corresponde à configuração elétrica utilizada (ex.: *Config00*) e localização do eletrodo na zona de óleo (ex.: Centro).

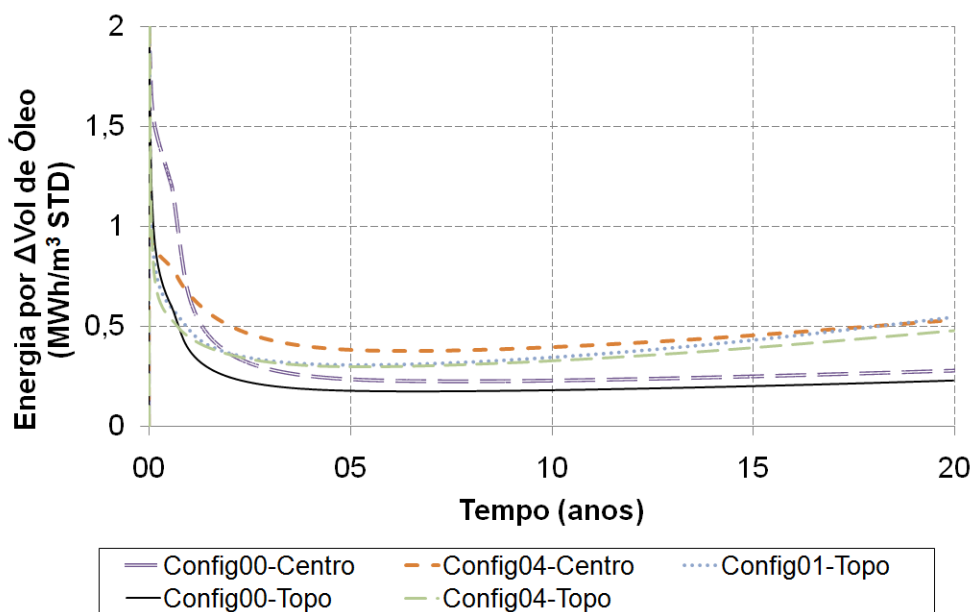


Figura 5.39. Relações mais favoráveis de energia por volume adicional de óleo

Pode-se observar que os casos “Config00-Centro” e “Config00-Topo” são os arranjos (configuração elétrica e posicionamento de eletrodo) que apresentam as menores relações de consumo de energia por volume adicional de óleo, de modo que os custos decorrentes do

consumo de energia do AER são os menores por volume adicional de óleo produzido, ao utilizar 55 V.

O caso “Config01-Topo”, é o caso na Figura 5.39 que apresenta o maior valor da relação de consumo de energia por volume adicional de óleo, e é o arranjo que proporcionou a maior recuperação de óleo (Ver caso R062 da Tabela 5.13) para todos os casos analisados com 55 V.

A Figura 5.40 mostra os casos (@ 55 V) que apresentaram maiores consumos de energia por adicional de produção de óleo.

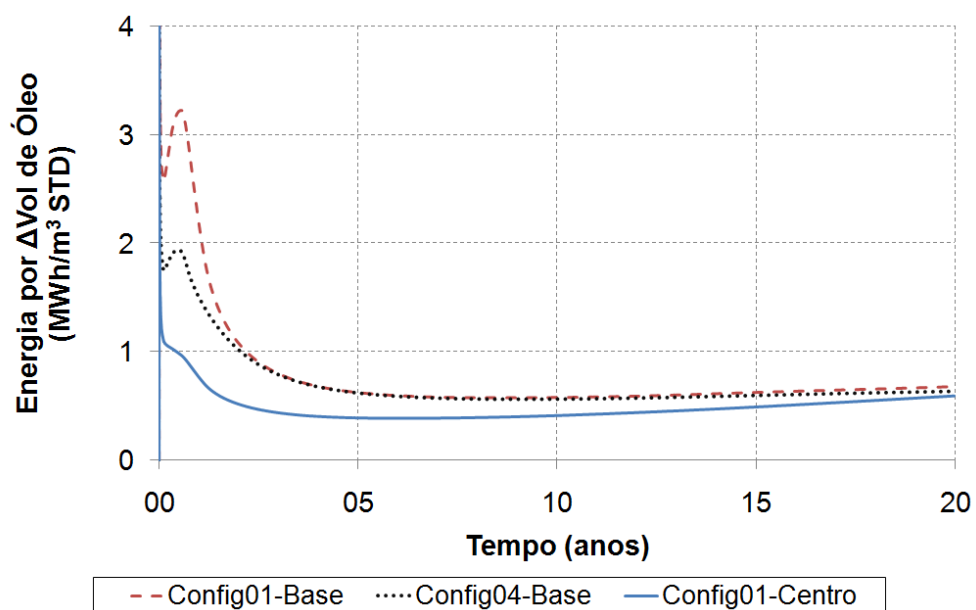


Figura 5.40. Relações menos favoráveis de energia por volume adicional de óleo

Pode-se observar na Figura 5.40 que houve redução dos picos mostrados das curvas de “Config01-Base” e “Config04-Base”, bem como, um comportamento mais suave destas, levando a manter a relação de Energia/Adicional de óleo para estes dois casos, muito próximas após 2 anos de produção.

Pode-se observar também que há uma forte diferença na relação Energia/Óleo adicional devido simplesmente da escolha do posicionamento do eletrodo na zona de óleo, como nos casos “Config01-Base” e “Config01-Centro”, indicando que quando os eletrodos estão posicionados na “Base” do reservatório, a energia térmica entregue pela passagem da corrente elétrica é dividida com maior intensidade com a zona de água posicionada imediatamente inferior à zona de óleo.

Pode-se observar que cada configuração apresenta sua relação (Energia por adicional de óleo) variante no tempo. Dessa forma, é interessante analisar esta relação através da sua média por todo o período do projeto, como mostra a Tabela 5.20.

Tabela 5.20. Média das relações Energia/Volume

Caso	Média dos 20 anos (MWh/m ³ STD)
Config00-Centro	0,43
Config00-Topo	0,48
Config04-Topo	0,55
Config01-Topo	0,58
Config04-Centro	0,62
Config01-Centro	0,66
Config04-Base	1,08
Config01-Base	1,15

A média da relação do consumo de energia mostrada na Tabela 5.20 expressa o “aproveitamento energético” de cada caso, de modo tal que também pode indicar a quantidade de energia que se espera consumir com o AER para produzir um determinado volume de óleo, nestes casos ao se utilizar 55 V para as configurações *Config00*, *Config01* e *Config04* com eletrodos de 10 m de comprimento posicionados em “Base”, “Centro” e “Topo” do reservatório de petróleo de 20 m de espessura.

Pode-se observar que a média da relação Energia/Adicional de Óleo reduz-se com o uso de um menor do nível de tensão aplicado às configurações elétricas. Podendo, portanto, concluir que a relação Energia/Adicional de Óleo produzido é diretamente proporcional ao nível de tensão, entretanto, não se observa relação de linearidade entre estes parâmetros.

5.9 Análise técnico-econômica através da produção líquida acumulada

Nesta secção de resultados é analisada a produção líquida acumulada, a qual seria a produção de óleo tirando os gastos em óleo decorrente do consumo de energia elétrica consumida com o aquecimento elétrico. A forma de cálculo desta equivalência foi mostrada na secção 4.8. Esta análise foi realizada para mostrar a viabilidade econômica do processo AER em diferentes cenários econômicos utilizando um modelo de reservatório base para diferentes configurações elétricas.

5.9.1 Cenários da relação entre o preço do óleo e da energia (*ROE*)

Os preços da energia elétrica e do petróleo podem variar de acordo com o mercado, com as técnicas e tecnologias e se a mesma é comercializada ou não. Dessa forma, foram escolhidos alguns cenários de preços, mostrados na Tabela 5.21. O cálculo da relação *ROE* foi realizado segundo a equação 4.7.

Tabela 5.21. Cenários de custos considerados na análise de produção líquida acumulada

Cenário	Preço do Óleo (US\$/bbl)	Preço da Energia (R\$/MWh)	ROE (m ³ STD/MWh)
Cen01	25	100	0,318
Cen02	50	100	0,159
Cen03	75	100	0,106
Cen04	25	200	0,636
Cen05	50	200	0,318
Cen06	75	200	0,212
Cen07	25	400	1,272
Cen08	50	400	0,636
Cen09	75	400	0,424

A relação *ROE* varia segundo o preço do óleo e da energia, mas se acontece um incremento do preço do óleo e proporcionalmente um aumento do preço da energia, não haverá mudança na relação óleo-energia (*ROE*).

5.9.2 Produção líquida acumulada

Esta secção mostra a produção líquida acumulada ao longo do período de 20 anos de produção de óleo de um reservatório com as características similares aos reservatórios encontrados no nordeste brasileiro, submetido ao AER como método de recuperação e de acordo com as configurações anteriormente mencionadas.

A Figura 5.41 mostra a produção líquida acumulada para o AER @ 110 V, para diferentes casos usando eletrodos de 10 m de comprimento posicionados na “Base”, no “Centro” e no “Topo” de um reservatório de petróleo de 20 m de espessura, sem capa de gás, 300 ppm de salinidade da água e 10 m de zona de água (Tabela 5.10).

O processo AER foi aplicado usando as configurações *Config00*, *Config01* e *Config04*, e utilizando parâmetros econômicos do cenário Cen01 (*ROE*=0,318), como mostrado na Tabela 5.21.

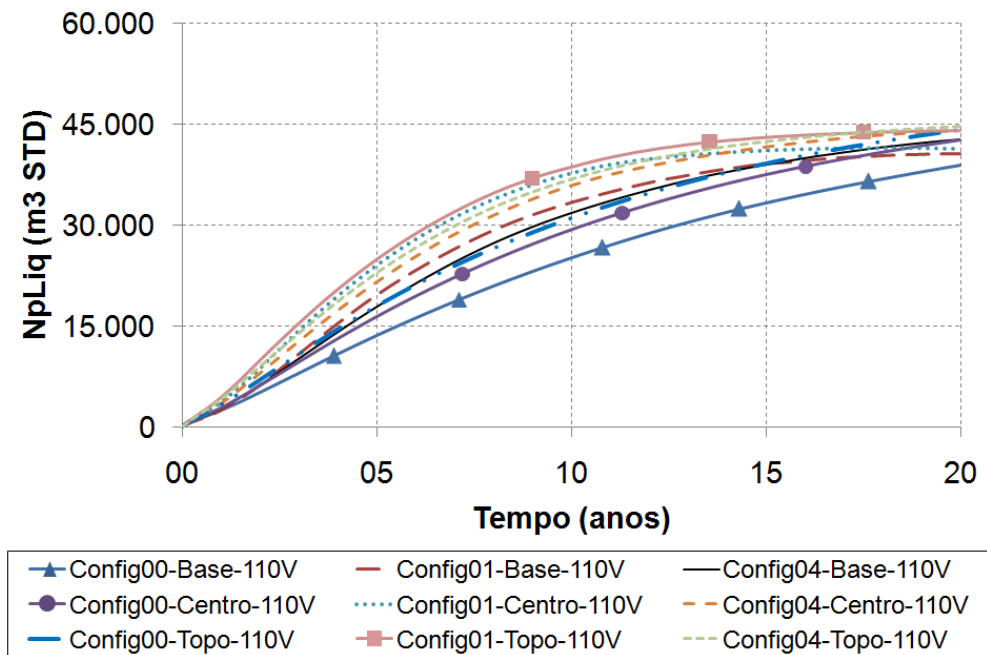


Figura 5.41. Produção líquida acumulada para Cen01 e Cen05

Pode-se observar o aumento da produção líquida acumulada com o tempo para os casos analisados. Em 10 anos de produção a diferença de produção líquida entre o caso “Config00-Base-110V” e “Config01-Topo-110V” está próximo de 15.000 m³ STD de óleo. Enquanto que no final dos 20 anos, a diferença para os mesmos casos está em menos de 7.000 m³ STD de óleo.

A Figura 5.42 mostra a produção líquida para o cenário econômico de “Cen03” (ROE=0,106).

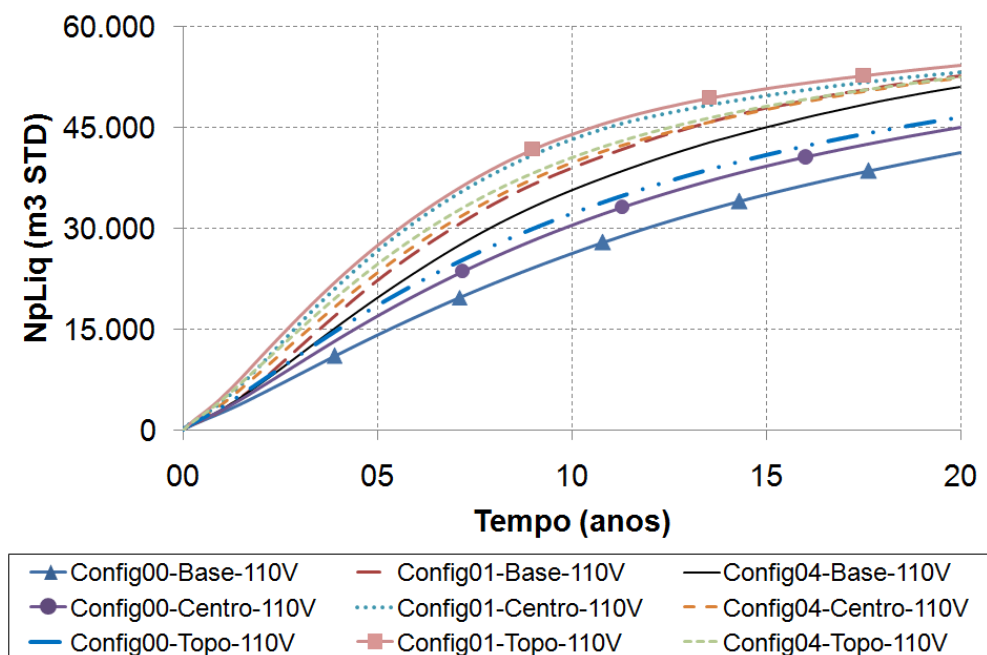


Figura 5.42. Produção líquida acumulada para Cen03

Pode-se observar que uma redução da *ROE* favorece a economicidade do processo, já que torna o processo mais competitivo. Pode-se tomar como exemplo a “Config01-Topo-110” que quando a *ROE* utilizada é de 0,106 m³ STD/MWh, a NpLiq em 20 anos é 54.000 m³ STD, enquanto que se a *ROE* utilizada for de 0,318 m³ STD/MWh, a NpLiq é 45.000 m³STD (Figura 5.41). Para os dois cenários econômicos foi encontrada como melhor configuração de produção no processo AER a “Config01-Topo-110”.

A Figura 5.43 mostra a produção líquida para o cenário econômico de “Cen07” (*ROE*=1,272).

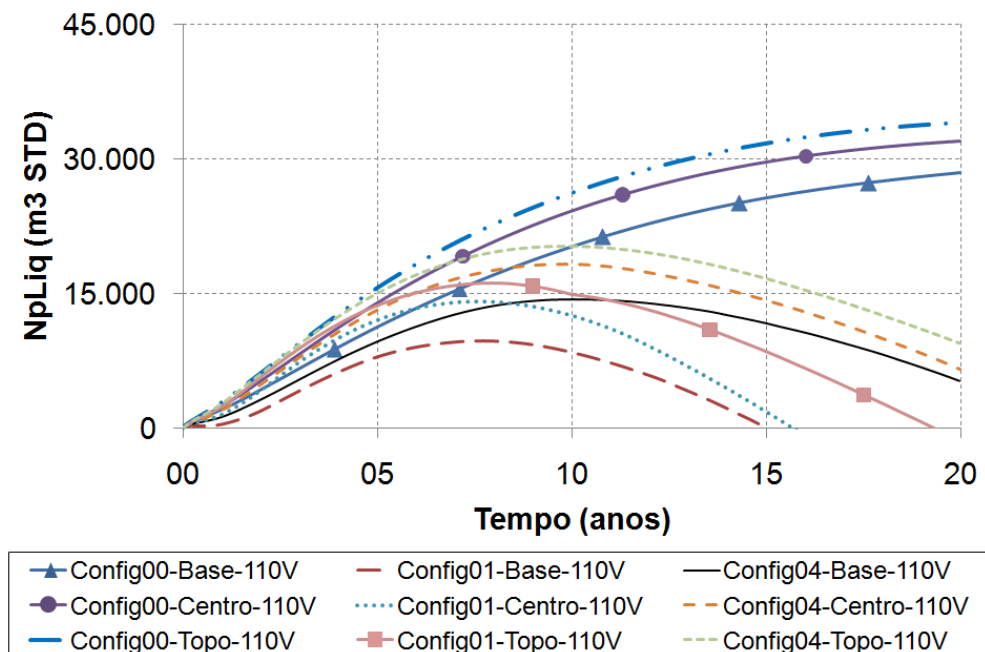


Figura 5.43. Produção líquida acumulada para Cen07

Pode-se observar que apesar de se utilizar um alto *ROE*, ainda existem configurações elétricas (“Config00-Topo-110V”, “Config00-Centro-110V”, “Config00-Base-110V”) que apresentam produção líquida superior à produção de óleo sem AER.

Quando foi analisada a fração de óleo recuperada versus a energia consumida (Figura 5.21) foi observado que a *Config01* tinha uma maior demanda de energia, mas que também tinha uma alta produção de óleo, sendo necessária uma análise do gasto em consumo de energia. A análise dos cenários econômicos realizados para esta configuração mostra que o ganho de óleo compensa o gasto de energia (para *ROE* como os de Cen01 e Cen03) e que esta configuração é uma opção aparentemente viável de produção usando o processo AER.

A Figura 5.44 mostra a produção líquida acumulada para o reservatório sem capa de gás e sem aquífero, 300 ppm de salinidade da água conata, nível de tensão de 55 V e para os três possíveis posicionamentos de eletrodos com a profundidade (“Base”, “Centro” e “Topo”).

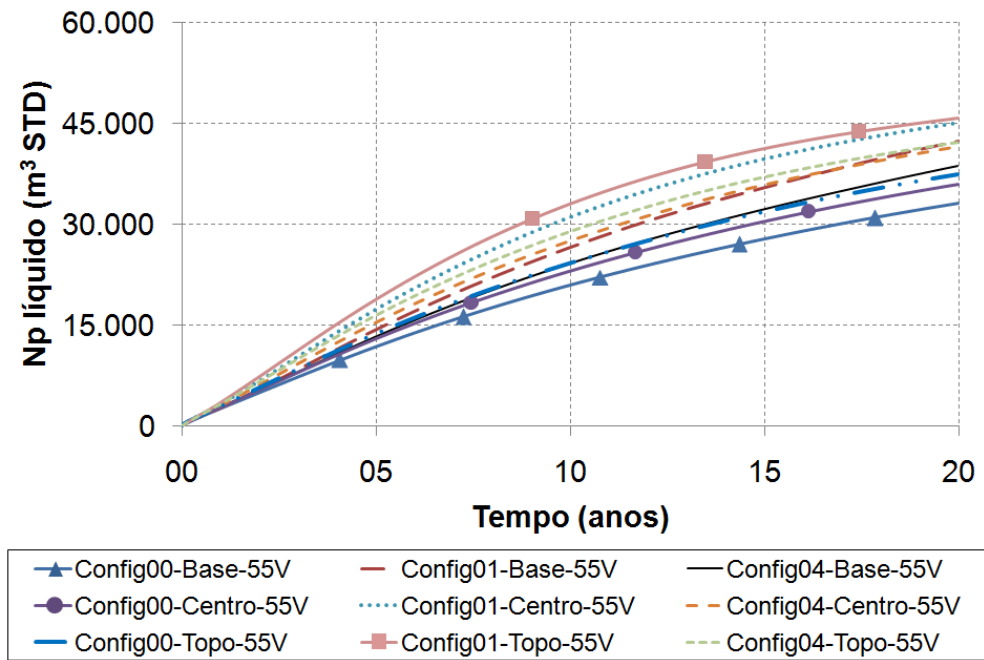


Figura 5.44. Produção líquida acumulada para cenário Cen01 e Cen05

Pode-se observar que quando utilizando 55 V, a produção líquida acumulada em 20 anos para a Config01-Topo está em torno de 45.000 m³ STD, semelhante ao encontrado com 110 V, no entanto, a chegada utilizando 55 V é mais lenta. O caso “Config00-Base-55V” apresenta em 20 anos 5.000 m³ STD a menos que as mesmas condições operacionais, exceto ao utilizar 110V.

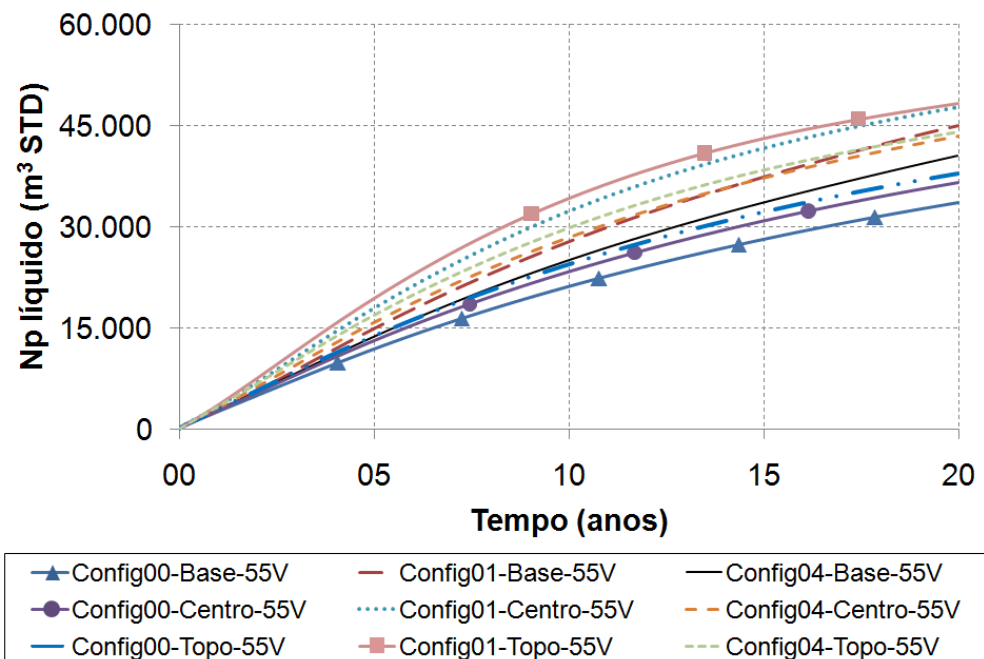


Figura 5.45. Produção líquida acumulada para cenário Cen03

Pode-se observar que ao utilizar 55 V, a produção líquida acumulada muda pouco ao utilizar $ROE=0,106$ ou $ROE=0,318$.

A Figura 5.46 mostra a produção líquida acumulada ao utilizar nível de tensão de 55 V e utilizando $ROE=1,272$.

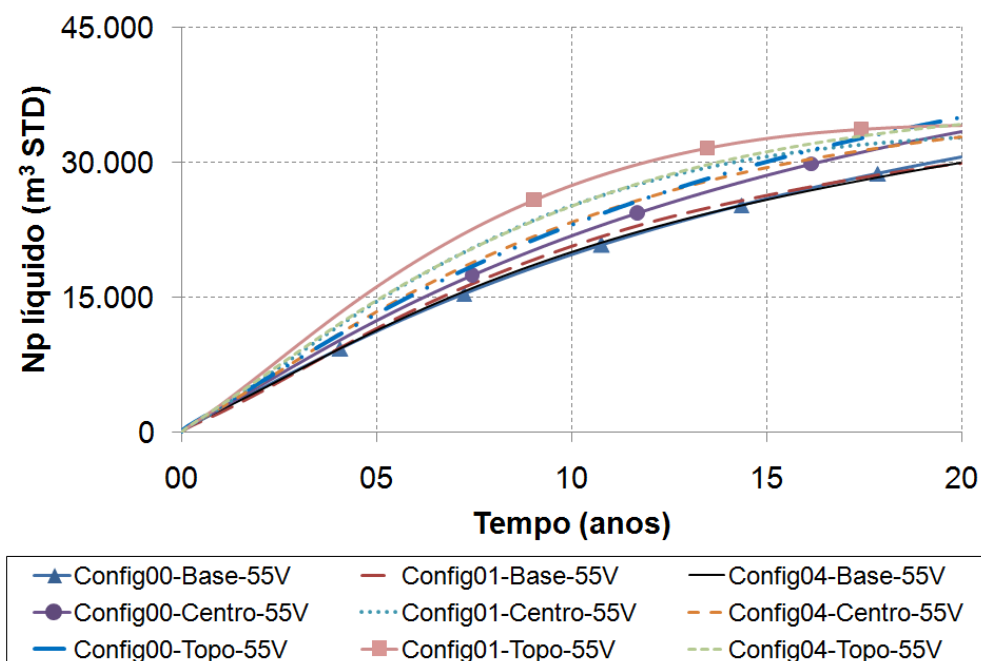


Figura 5.46. Produção líquida acumulada para cenário Cen07

Pode-se observar que para um $ROE=1,272$, as curvas ficam bem mais agrupadas do que para o mesmo ROE com 110 V. E para o nível de tensão de 55 V, a configuração “Config01-Topo-55V” apresenta por maior parte do tempo, a maior produção líquida acumulada.

Os resultados da análise técnico-econômica mostraram a importância do preço do óleo e da energia na produção líquida acumulada. Se o preço da energia acompanha o preço do óleo a relação ROE não vai ser muito afetada, mostrando que o processo pode ser viável, mas valores altos da ROE podem fazer que o processo não seja viável. Foi observado que é possível otimizar o processo através da produção líquida acumulada, sendo possível aumentar a recuperação de óleo com uma demanda ótima de energia.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

Neste trabalho foi estudado o processo de Aquecimento Eletromagnético Resistivo (AER) em um modelo homogêneo e as principais conclusões obtidas neste trabalho são:

- O método funciona como um método de recuperação avançada, pois este promove um incremento na recuperação de óleo quando comparado ao mesmo reservatório produzindo sem nenhum método de recuperação avançada;
- Parâmetros de reservatório, tais como, Aquífero, Capa de Gás, espessura da zona de óleo e saturação da água influenciam na recuperação de óleo e na energia consumida no sistema com AER;
- Ter um reservatório com aquífero infinito pode prejudicar a recuperação de óleo neste processo, já que apesar de manter a pressão no sistema, o influxo de água não permite um bom aquecimento do reservatório, levando o calor gerado *in situ* para a superfície através dos fluidos produzidos;
- Reservatórios de maiores espessura mostraram ter aumento no fator de recuperação de óleo, bem como, no consumo de energia no processo;
- O comprimento dos eletrodos, a sua posição (profundidade) no reservatório e o nível de tensão dos eletrodos são fatores principais no consumo de energia e na recuperação de óleo (em reservatório sem aquífero infinito);
- Foi encontrado que dependo da configuração das fases é possível aumentar ou diminuir a recuperação de óleo e a energia utilizada no método. Neste estudo encontrou-se que a escolha além do número de fases e a sua distribuição tem influência significativa no consumo de energia, bem como, na produção acumulada de óleo para o reservatório considerado Base neste estudo;
- Pode-se minimizar a demanda energética de um cronograma de tensão, reduzindo fortemente o consumo de energia, no entanto, controlando a temperatura na formação, de modo a manter os níveis de recuperação de óleo. Neste trabalho encontrou-se que é possível diminuir o consumo de energia na metade, mas perdendo um pouco na produção de óleo;
- A análise dos parâmetros operacionais em três tipos diferentes de reservatório permite observar que é possível maximizar a recuperação de óleo, mudando as configurações elétricas, mas isto deve ser analisado com cautela, já que se comprovou que na maioria das análises um aumento da recuperação do óleo, também promove um incremento na

energia consumida, por isso a necessidade então de outra análise através dos cronogramas de tensão;

- É importante um bom posicionamento dos eletrodos, já que somente a variação da localização pode mudar fortemente a economicidade do processo;
- O aumento do nível de tensão pode aumentar bastante a recuperação de óleo, no entanto, o processo pode se tornar menos atrativo do que se fosse utilizado com menores níveis de tensão;
- É importante realizar uma análise técnico-econômica antes de aplicar o processo.

Recomenda-se:

Estudar o AER em reservatórios de diferentes pressões, permeabilidade, viscosidade, entre outras características;

Estudar o AER como um método complementar de recuperação;

Estudar eletrodos em todo o intervalo da zona de óleo e localizado no centro + topo;

Estudar novas configurações elétricas;

Estudar o AER como um método de geração de vapor *in situ* para ser aplicado em reservatórios profundos, especialmente os offshore;

Estudar a recuperação dos diversos componentes do óleo através de modelos composicionais;

Estudar o AER em reservatórios heterogêneos;

Estudar formas de fazer com que o aquecimento do AER tenha distribuição de calor mais homogênea, aumentando a profundidade de penetração do aquecimento.

Referências Bibliográficas

ABERNATHY, E. R. Production Increase of Heavy Oils by Electromagnetic Heating. JCPT (july-september/1976).

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

ARCHIE, G. E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, (Dallas Meeting, October 1941) e (Transactions, AIME, (1942), 146, 54 – 67)

BARILLAS, J. L. M. Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. 2008. 165f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

BERTANI, R. T., BARROCAS, S. L. S., SOUZA JR., O. G. S., AQUINO, P. C. A., PIERETTI, V. T., M. SILVA, L. F., BONET, E., SOUZA, M. S., JOCHIMEK, M. R., MILANEZ, P. V. A. Relatório do Projeto do Campo de Estreito - Petrobras/Rio Panon, 1985.

BRIDGES, J. E., TAFLOVE, A., SNOW, R. H. Net energy recoveries for the in situ dielectric heating of oil shales. Proc. 11th Symposium, Colorado School of Mines, Golden - Co (1978).

BRIDGES, J. E., RIDGE, P., TAFLOVE, A. Apparatus and method for the in situ heat processing of hydrocarbonaceous formations. U. S. Patent 4,144, 935, (march 1979).

BURGER, J., SOURIAU, P., Enhanced oil recovery by thermal methods. Chemical Engineering World, vol. XX, n° 9, sept 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.

CURSINO, D. F. S., DA MATA, W. Calentamiento electromagnético para recuperación de petróleo: un caso práctico, Centro de Información Tecnológica, ISSN 0718-5006, Volume 8, No. 2, pp 67-72, 1997.

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 - Austria, 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. 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. 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, 16th 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 17th, 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, 6th World Congress of Chemical Engineering – 6th WCCE, Melbourne – Austrália, september 23th to 27th, 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. Brad ford, 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, 1980, IECI-27, n° 1.
- FLOCK, D. L., THARIN J., Unconventional methods of recovery of bitumen and related research areas particular to the oil sands of Alberta. JCPT (july-september, 1975).
- FOFONOFF, P., MILLARD JR, R. C. Algorithms for computation of fundamental properties of seawater (1983), *Unesco Technical Papers in Marine Science 44*, 53 pp.
- GILL, W. The Electromagnetic System for Enhanced Oil Recovery. The Future of Heavy Crude and Tar Sands. Capítulo 52, 1986.
- GRISKEY, R. G. The future impact of oil shale and tar sands on world oil production". Energy Progress, vol. 5, n° 3, sept. 1986.
- HAYT JR, W. H. Eletromagnetismo, LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 4ª edição, 1994.
- HARVEY, HERBERT A., ARNOLD, M.D. Estimation of heat distribution in selective electric reservoir heating, In: JPT, June 1980, pp 965- 968, Trabalho Técnico SPE 7907-PA.
- HONG, K. C. Steamflood Reservoir Management – Thermal Enhanced Oil Recovery, PennWell Publishing Company, 1994.
- KASEVICH, R.S., PRICE, S.L., FAUST, D.L. E FONTAINE, M.F. Pilot testing of a radio frequency heating system for enhanced oil recovery from Diatomaceous Earth. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Trabalho Técnico SPE 28619. Nova Orleans, EUA, 25 – 28 Setembro, 1994.
- KOVSEK, T. Electrical downhole heaters for Faja heavy-oil reservoirs, JPT, March 2009, pp 76-79.
- LACERDA, J. A. Curso de Métodos Térmicos Analíticos, E&P-RNCE/GERET/GEREV-II, p. 1-6, Natal, outubro, 2000.
- LJUNGSTROM, F., "Skifferoljefragen-Gamla Och Nya Sgmpumker Tekuisk". Tidshrift. Jan, 1951.

MCGEE, B., VERMEULEN, F., YU, L. Filed test of electrical heating with horizontal and vertical wells, JCPT, Março de 1999, Volume 38, No. 3.

MCGEE, B. C. W., VERMEULEN, F. E. The mechanisms of electrical heating for the recovery of bitumen from oil sands, JCPT, Janeiro de 2007, Volume 46, pp 28-34, No. 1.

OLIVEIRA, C. C. B.; SCHMIDT, H. P.; KAGAN, N.; ROBBA, E. J. Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas, 2ª Edição, Editora Edgard Blucher, 2000. 467p.

OLIVEIRA, H. J. M.; BARILLAS, J. L. M.; DA MATA, W.; DUTRA JR, T. V. Energetic optimization to heavy oil recovery by Electromagnetic Resistive Heating (ERH), In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE. Trabalho Técnico SPE 122073. Cartagena, Colombia, 31 Maio–3 Junho 2009.

PIZARRO, J. O. S., TREVISAN, O. V. Electrical Heating of oil reservoirs: numerical simulation and field test results, JPT October 1990. Trabalho Técnico SPE 19685.

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

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

RANGEL-GERMAN, E. R., SCHEMBRE, J., SANDBERG, C., KOVSCEK, A. R. Electrical-heating-assisted recovery for heavy oil, Journal of petroleum science & engineering 45 (2004) 213-231.

RANGEL-GERMAN, E. R. et al. Thermal stimulation and economic evaluation of heavy-oil projects, First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August - 2 September 2006 – SPE 104046.

RANSOM, R. C., A clarifying concept for Archie's resistivity relationships. a model and a discussion, 2007. Acessado ultima vez em 13 de julho de 2009 [http://archieparameters.com/Resources/Archie's Relationships Clar.pdf](http://archieparameters.com/Resources/Archie's%20Relationships%20Clar.pdf)

SAHNI, A., KUMAR, M., KNAPP, R. B., Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs, SPE/AAPG Western Regional Meeting held in Long Beach, California, 19 – 23 June 2000. Technical Paper SPE 62550.

SANTOS NETO, E. V., LIMA NETO, F. F., PENTEADO, H. L. B., TAKAKI, T. Geração e Migração do Petróleo Acumulado no Alinhamento de Carnaubais e Alto de Macau, Bacia Potiguar - Petrobras. Projeto 010393, 1995.

SARAPUU, E. Quart. Colorado School of Mines. 60(4), 1965.

SIERRA, R., TRIPATHY, B., BRIDGES, J. E., FAROUQ ALI, S. M. "Promising progress in field application of reservoir electrical heating methods", SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Margarita, Venezuela, 12 – 14 March 2001. Technical Paper SPE 69709.

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

SPENCER, H. L., BRIDGES, J. E., SRESTY, G. C., WATTERBARGER, R. A. Electromagnetic stimulation of heavy-oil wells (May/1985).

SRESTY, G. C., DEV, H., SNOW, R. H., BRIDGES, J. E. Recovery of bitumen from tar sands deposits with the Radio Frequency Process. SPE 10229.

SWAPAN DAS. Electro-magnetic heating in viscous oil reservoir, In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 20 – 23 October 2008. Technical Paper SPE 117693.

THOMAS, J. E., et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TODD, J. C.; HOWELL., E.P. Numerical simulation of in-situ electrical heating to increase oil mobility. JCPT, Abr/Jun 1978.

TOWSON, D.E. The Electric Pre-Heat Recovery Process. The Future of Heavy Crude and Tar Sands, Capítulo 45, 1986.

YUAN, J.-Y., HUANG, H., MINTZ, R., WANG, X., JOSSY, C., TUNNEY, C., Wet electric heating for starting up SAGD/VAPEX, 55TH Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 8 a 10 de junho de 2004 Technical Paper 2004-130.

VERMEULEN, F.; MCGEE, B. In situ Electromagnetic Heating for hydrocarbon recovery and environmental remediation, JCPT, pp 25-29, Agosto de 2000, Volume 39, No.8.

WITTLE, J. K.; HILL, D. G.; CHILINGAR, G. V. Direct current electrical enhanced oil recovery in heavy-oil reservoirs to improve recovery, reduce water cut, and reduce h₂s production while increasing API gravity. In: The 2008 SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, California, U.S.A., 31 March- 2 April 2008 – SPE 114012.

WORKMAN, P. E., Method of recovering and increasing the production of oil, United States Patents 1784214.

Apêndice A

Modelo matemático usado pelo STARS

A. Modelo matemático usado pelo STARS

Em teoria, a forma completa das equações de Maxwell, junto com as condições de contorno apropriadas, pode ser resolvida para encontrar o campo elétrico para uma configuração física em qualquer frequência. A seguinte composição simplificada é usada para tornar os cálculos computacionais mais exeqüíveis:

1. Para a condutividade elétrica anisotrópica, os principais eixos do tensor de condutividade são paralelos para os eixos coordenados. Condutividade anisotrópica aparece quando camadas finas de sedimentos ou argilas são intercaladas com rocha saturada de óleo. Com camadas horizontais, por exemplo, a corrente flui através de materiais diferentes em paralelo a cada direção horizontal, mas em série na direção vertical. A composição do tensor condutividade acima é usualmente preferível pelo custo de modelagem de cada camada individual de material por camadas de blocos distintas.
2. As propriedades elétricas (condutividade, permissividade e permeabilidade) não dependem da intensidade dos campos elétricos ou magnéticos.
3. A aproximação quase estática é usada, de acordo com o menor comprimento de onda resultante do potencial aplicado de uma simples frequência, que é muito maior do que o maior comprimento físico do reservatório. Isto permite desprezar os campos elétricos produzidos devido à mudança do campo magnético. O comprimento de onda de um campo de 60 Hz dependerá da condutividade elétrica da formação em torno dos eletrodos.
4. Pode-se desprezar o deslocamento da corrente se a frequência usada é bastante baixa. Isto permite expressar o campo elétrico em termo de potencial elétrico escalar. Para “oil-sand” esta hipótese é bem justificada para frequências abaixo de 1 MHz, portanto é válida para 60 Hz. Em geral o potencial elétrico pode ser um fasor com parte real e imaginária.

A.1 Equação da continuidade da corrente

Com as considerações acima e da lei de Ohm, o potencial elétrico pode ser resolvido a partir da equação da conservação da corrente.

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla \psi) = q \quad (\text{A.1})$$

O fasor potencial elétrico ψ é $\psi_R + j\psi_I$ onde ψ_R e ψ_I variam no espaço e $j = \sqrt{-1}$. O termo fasor da fonte elétrica q é $q_R + jq_I$. A condutividade elétrica σ é um tensor diagonal, sem componente imaginário já que a formação não tem capacitância ou indutância. O operador diferencial é real, então a equação (A.1) pode ser decomposta em duas partes.

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla \psi_R) = q_R \quad (\text{A.2})$$

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla \psi_I) = q_I \quad (\text{A.3})$$

A.2 Geração de calor por perdas ôhmicas

A taxa de aquecimento devido à condução elétrica é

$$\begin{aligned} Q = & \sigma_x \left[\frac{\partial \psi_R}{\partial x} \right]^2 + \sigma_y \left[\frac{\partial \psi_R}{\partial y} \right]^2 + \sigma_z \left[\frac{\partial \psi_R}{\partial z} \right]^2 \\ & + \sigma_x \left[\frac{\partial \psi_I}{\partial x} \right]^2 + \sigma_y \left[\frac{\partial \psi_I}{\partial y} \right]^2 + \sigma_z \left[\frac{\partial \psi_I}{\partial z} \right]^2 \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

Essa taxa de aquecimento casa as condições de reservatório e do fluido com o potencial elétrico.

A.3 Condutividade elétrica

O usuário entra com a condutividade elétrica dependente da temperatura para a fase água $\sigma_{w,p}(T)$, fase óleo $\sigma_{o,p}(T)$, fase sólida $\sigma_{s,p}(T)$ e rocha/matriz $\sigma_{r,p}(T)$ para cada bloco nas três direções ($p = i, j, k$). O valor da fase água tem possível dependência da composição

$$\sigma_{w,p}(T) = \sum_i w_i \cdot \sigma_{w,i,p}(T) \quad (\text{A.5})$$

onde, w_i é a fração molar da água e $\sigma_{w,i,p}(T)$ é a condutividade elétrica, ambos para o componente aquoso i . O valor da fase água tem uma dependência adicional na porosidade do fluido φ_f e saturação da água S_w da equação de Archie, por exemplo,

$$\sigma_{wp}(T, \varphi_f, S_w) = \sigma_{w,p}(T) \cdot \left[\frac{\varphi_f^{1,37} \cdot S_w^2}{0,88} \right] \quad p = i, j, k \quad (\text{A.6})$$

O valor da fase sólida tem possível dependência na composição

$$\sigma_{s,p}(T) = \sum_i \left(\frac{c_i}{c_s} \right) \cdot \sigma_{s,i,p}(T) \quad (\text{A.7})$$

onde c_i é a concentração e $\sigma_{s,i,p}(T)$ é a condutividade elétrica, ambos do componente sólido i , e c_s é a soma de todos os c_i . O valor da condutividade elétrica é obtido do volume médio ponderado

$$\sigma_p = \sigma_{w,p}(T, \varphi_f, S_w) + \sigma_{r,p}(T) \cdot (1 - \varphi_v) + \sigma_{s,p}(T) \cdot (\varphi_v - \varphi_f) + \sigma_{o,p}(T) \cdot \varphi_f \cdot S_o \quad (\text{A.8})$$

Onde φ_v e φ_f são as porosidades da rocha e do fluido, respectivamente. Note que a condutividade da água $\sigma_{w,p}(T, \varphi_f, S_w)$ já contém o fator $\varphi_f \cdot S_w$. Diferentes valores da condutividade e dos parâmetros de Archie podem ser definidos para cada zona de rocha.

A.4 Equação da Conservação da Corrente

Considere o fluxo de corrente entre o bloco i e $i+1$, separados eletricamente por duas resistências em série. Do centro do bloco i para a face comum do bloco $i+1/2$, o fator geométrico é T_i e o valor da condutividade é σ_i , então a resistência é $R_i = T_i / \sigma_i$. Similarmente, no bloco $i+1$, $R_{i+1} = T_{i+1} / \sigma_{i+1}$. O fluxo de corrente do centro do bloco i para o centro do bloco $i+1$ é a diferença entre o potencial sobre a resistência em série.

$$I_{i,i+1} = \frac{V_i - V_{i+1}}{R_i + R_{i+1}} \quad (\text{A.9})$$

Conseqüentemente, aplicação da equação (A.1) para uma quantidade de blocos de uma malha para levar de zero ao valor final do termo de fluxo de corrente, como (A.9) entre certo bloco e todos ao seu redor. A equação da corrente para todos os blocos são resolvidas simultaneamente, juntamente com as equações de conservação de fluxo de fluidos.

Conseqüentemente, quando há a convergência de um *time step*, resulta que o campo de potencial reflete a mais recente condição do reservatório. O erro referente ao balanço de materiais usualmente é muito pequeno.

As aplicações acima é somente para as faces entre blocos, que é a face entre dois blocos. Para blocos de faces externas, não há fluxo de corrente além do especificado no contorno elétrico.

A.5 Condições de Contorno

Um contorno elétrico é uma coleção de faces de blocos que assumiram estar no mesmo potencial e através da qual a corrente flui dentro e fora do reservatório. Já que um potencial de uma malha de blocos está referenciado ao centro geométrico do bloco, há um pequeno potencial entre um segmento de contorno elétrico e seu segmento vizinho.

Cada bloco vizinho tem um termo de corrente adicional similar a (A.9), correspondendo ao contorno elétrico, com uma definição similar para o termo geométrico e resistência. O fluxo de corrente (real ou imaginário) para um bloco central i até o contorno b é

$$I_{i,b} = \frac{(V_i - V_b)}{R_i} \quad (\text{A.10})$$

O valor da corrente em cada segmento de contorno é guardado no propósito de reportar tão bem quanto uma detecção e controlar o limite da máxima corrente.

A.6 Modo de fases

Há dois modos de simulações possíveis com respeito à fase da corrente alternada. Quando ao menos, um contorno da fonte tem um termo imaginário, tanto a componente real como a imaginária da tensão e da corrente são calculadas. Neste caso, o modelo é multi-fase, já que os componentes imaginários de fronteira do modelo podem ter diferentes fases. Por outro lado, quando não há componentes imaginários na fonte, então o componente \mathbf{j} da equação (A.3) não é resolvida e a simulação ocorre no modo mono-fase.

A.7 Geração de calor

A geração de calor em um bloco da malha é a soma das taxas devido a todas as correntes que passam por tal bloco. A corrente real obtida em (A.9) para o fluxo entre blocos, contribui para a taxa Q nos dois blocos da malha.

$$Q_i = (I_{i,i+1})^2 \cdot R_i \quad Q_{i+1} = (I_{i,i+1})^2 \cdot R_{i+1} \quad (\text{A.11})$$

E o fluxo no bloco de contorno em (A.10) também contribui para a taxa de aquecimento.

$$Q_i = (I_{i,b})^2 \cdot R_i \quad (\text{A.12})$$

Para a componente imaginária da corrente, a contribuição é similar.

Para maximizar a estabilidade de convergência, a taxa de aquecimento elétrico é mantida constante após uma específica iteração de Newton. Tipicamente isto significa que a taxa de aquecimento de um “time-step” é baseado no campo da diferença de potencial resultante do “time-step” anterior. Entretanto, quando uma condição de contorno é alterada, o novo valor é transmitido imediatamente na taxa de aquecimento após uma iteração do fluxo de fluido e calor que estabelece o novo campo de tensão.

A.8 Obstáculos operacionais elétricos

Há quatro tipos de obstáculos operacionais: potencial máximo, corrente máxima, taxa de aquecimento máximo total e máxima taxa de aquecimento usando o controle de conectividade (no-flash). Cada contorno pode ter um valor inicial designado para o mesmo, mas, valores de corrente, taxa total de calor e taxa de calor do controle de conectividade são opcionais.

Todos os contornos começam operando obrigatoriamente com seus valores estabelecidos, fornecendo após uma iteração um campo potencial base contra todos os quais tipos de obstáculos foram testados. Este tipo de obstáculo trata V_b na equação (A.10) como conhecida e calcula o resultado $I_{i,b}$.

Antes de se tornar obstáculo operacional, uma restrição do tipo de corrente é testada comparando seu valor com a magnitude dos limites de $I_{i,b}$ somados; quando o valor excede o máximo valor especificado, aquele limite é mudado para operar em suas restrições de corrente. Uma restrição a corrente força a distribuir a corrente especificada entre as faces limites, de acordo com os fatores de peso para $(V_i - V_b) / R_i$ e então aplica $I_{i,b}$ na equação conhecida (A.10). Estes fatores de peso dependem da última atualização (e possivelmente atrasadas) das resistências e campo potencial, mas a magnitude da corrente total especificada para limite é alcançado. Quando um obstáculo afeta a corrente, o V_b calculado é testado contra aquele obstáculo daquela fronteira de potencial. Já que o tipo de obstáculo da corrente atua

em ajustar V_b como uma razão do seu valor e fase inicial, este tipo de obstáculo não podem ser aplicados a uma fronteira com $V_b = 0$. Também, uma restrição da condição de contorno da corrente opera melhor quanto maior ou quando toda a corrente das camadas contribui no mesmo sinal, que é o potencial de fronteira, que é tanto maior ou menor quanto os valores ao redor.

A taxa de aquecimento total (potência) e restrição de controle de conectividade são obstáculos globais que podem sobrecarregar alguma outra restrição. Cada restrição global opera ajustando o campo potencial inteiro por um fator escalar. Esta técnica é possível por causa da equação (A.1) que carece no termo de acumulação e resistência não dependem do potencial, então, multiplicar todos os potenciais por um fator x implica em multiplicar a taxa de aquecimento local (e então total) por x^2 . Este ajuste é feito no final de cada time-step da mesma forma que a taxa de aquecimento é atualizada. Antes da restrição global se tornar uma restrição operacional, taxas de aquecimento são calculadas de um campo de potencial existente e fatores escalares são obtidos. Se o fator escalar é menor do que um, isto é, a restrição global é mais restritiva, então a operação é comutada para que as restrições e o fator escalar é aplicado para um campo de potencial completo. Um contorno com potencial zero pode ser usado como referência (potencial terra) desde que o potencial não mude quando o fator seja aplicado.

Combinando o algoritmo descrito acima, resulta em uma comutação automática entre restrições dependendo das condições de mudança, já que a condição mais restritiva é usada. Por exemplo, é comum especificar máximos potenciais e taxa de aquecimento total. Ao iniciar o processo, pode estar sendo usado o potencial máximo, mas a taxa de aquecimento aumenta como o calor do reservatório e aumenta a condutividade. Quando a taxa de aquecimento máxima é atingida, potenciais de contorno diferente de zero são diminuídos de modo que o total da taxa de aquecimento seja igual ao máximo especificado.

Apêndice B

Resultados Complementares

B. Resultados Complementares

A Figura B.1 mostra a demanda de potência das configurações elétricas da secção 5.4 ao utilizar 110 V.

A Figura B.2 mostra as superfícies de respostas para a fração recuperada (FR) e consumo de energia (Energia) em 5 anos.

A Figura B.3 mostra as superfícies de respostas para a fração recuperada (FR) e consumo de energia (Energia) em 15 anos

A Figura B.4 mostra Diagramas de Pareto sem interação entre os parâmetros analisados na secção 5.6.

A Figura B.5 mostra superfícies de respostas da fração recuperada envolvendo com os parâmetros da secção 5.6 em 20 anos.

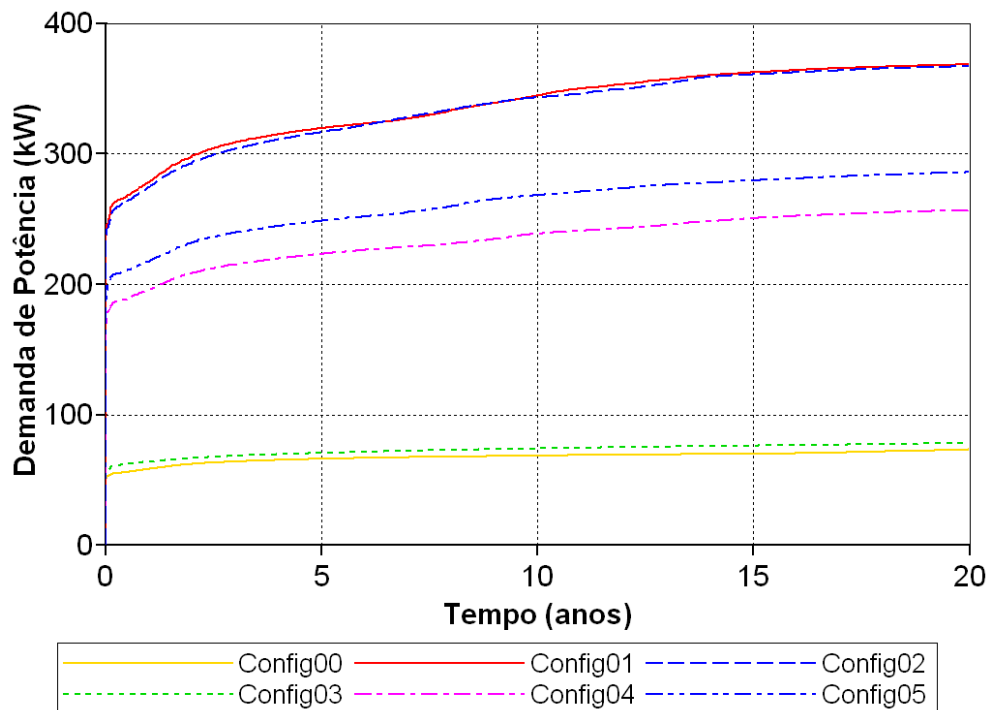


Figura B.1. Demanda de energia para as configurações da secção 5.4

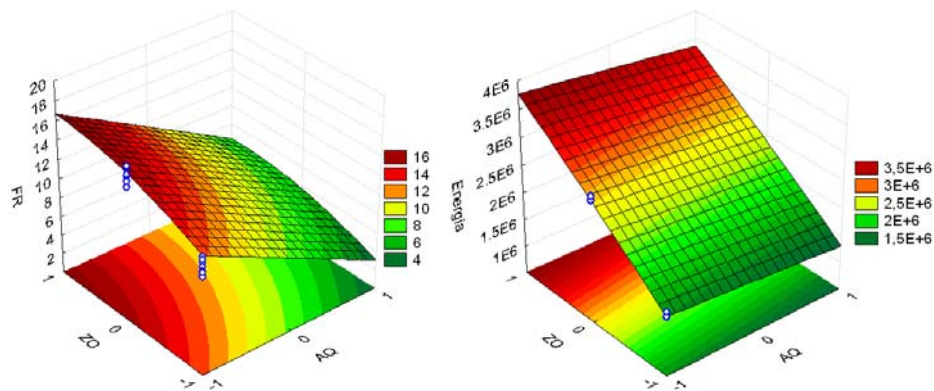
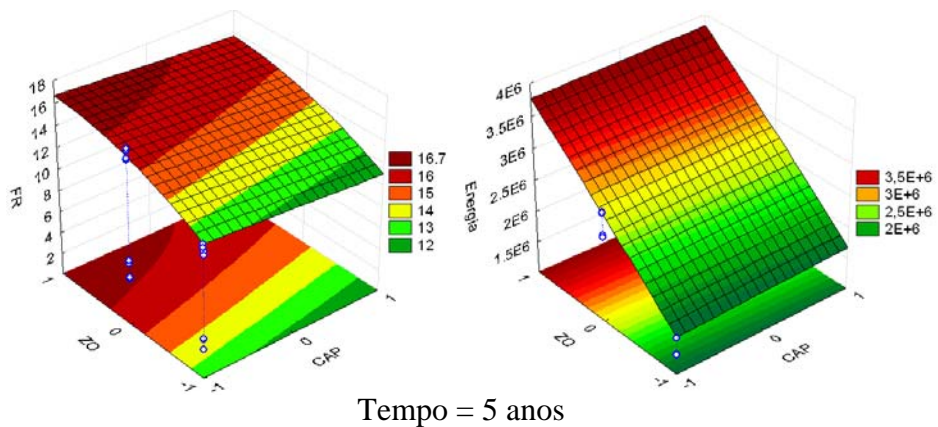


Figura B.2. Superfícies de Resposta para FR e Energia em 5 anos

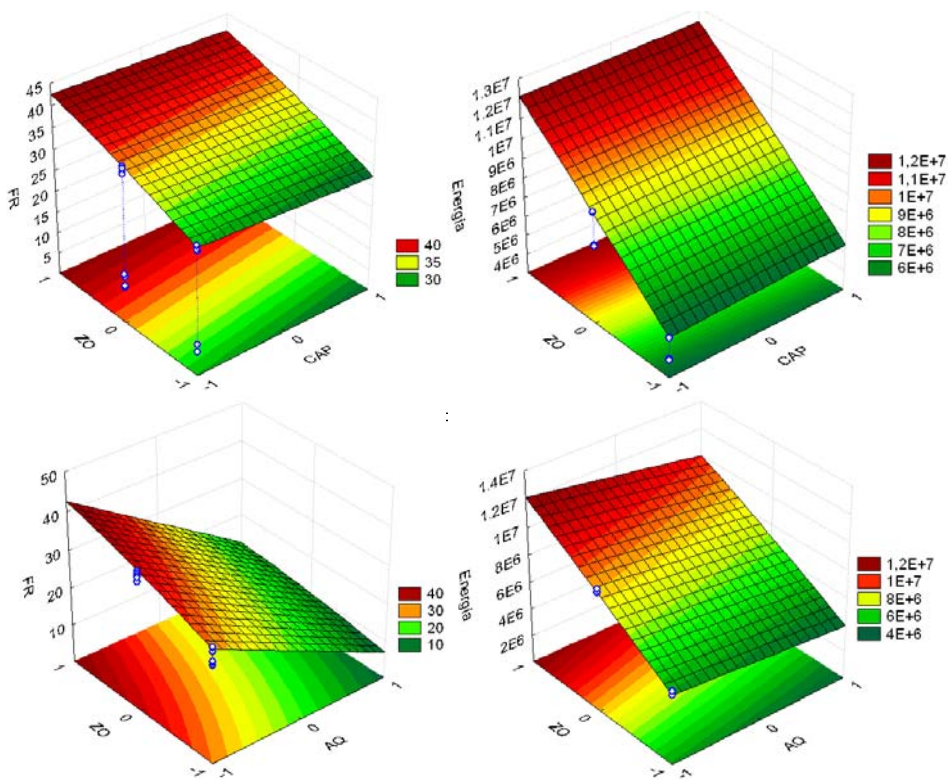


Figura B.3. Superfícies de Resposta para FR e Energia em 15 anos

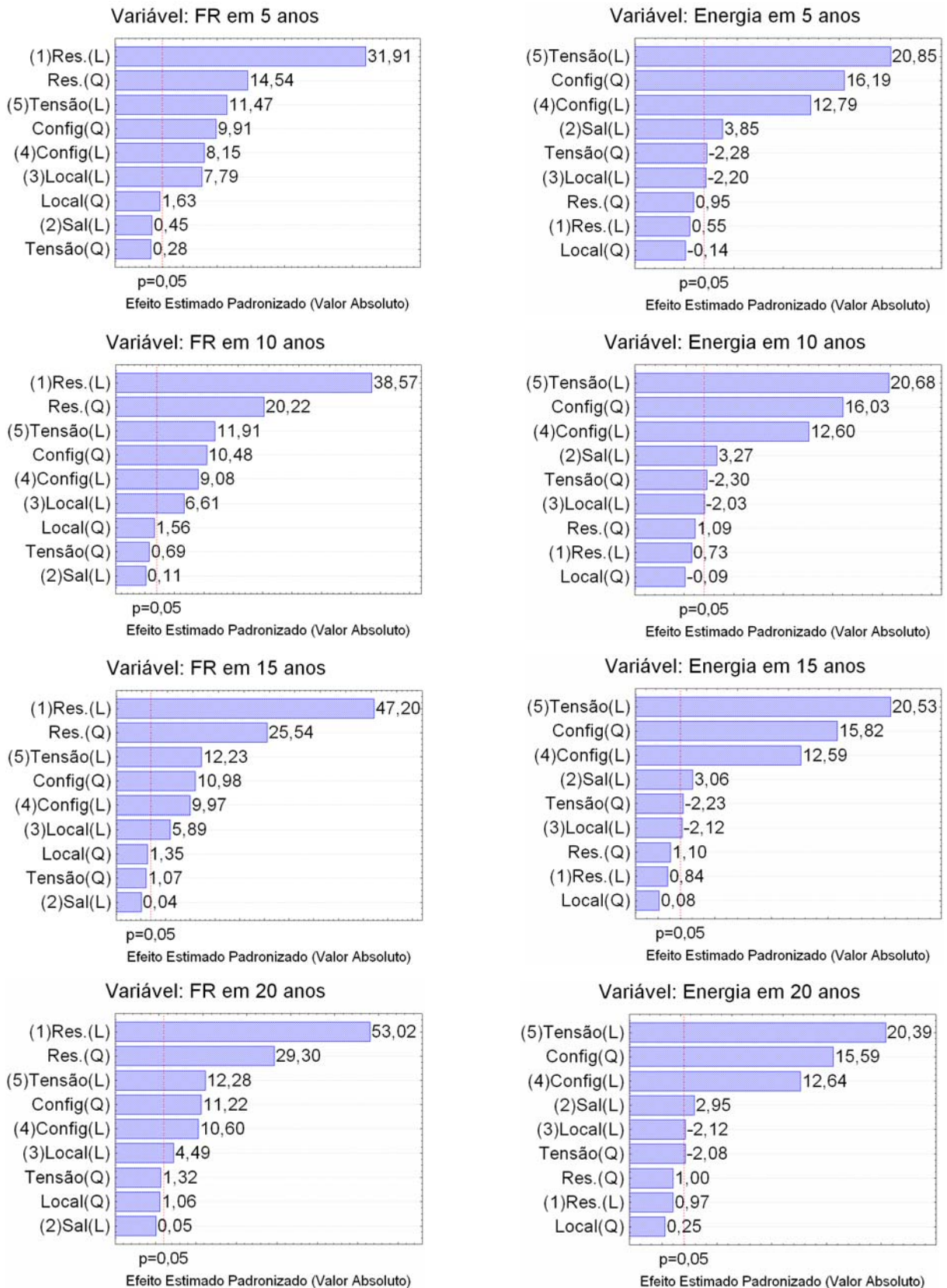


Figura B.4. Diagramas de Pareto sem interação dos principais fatores

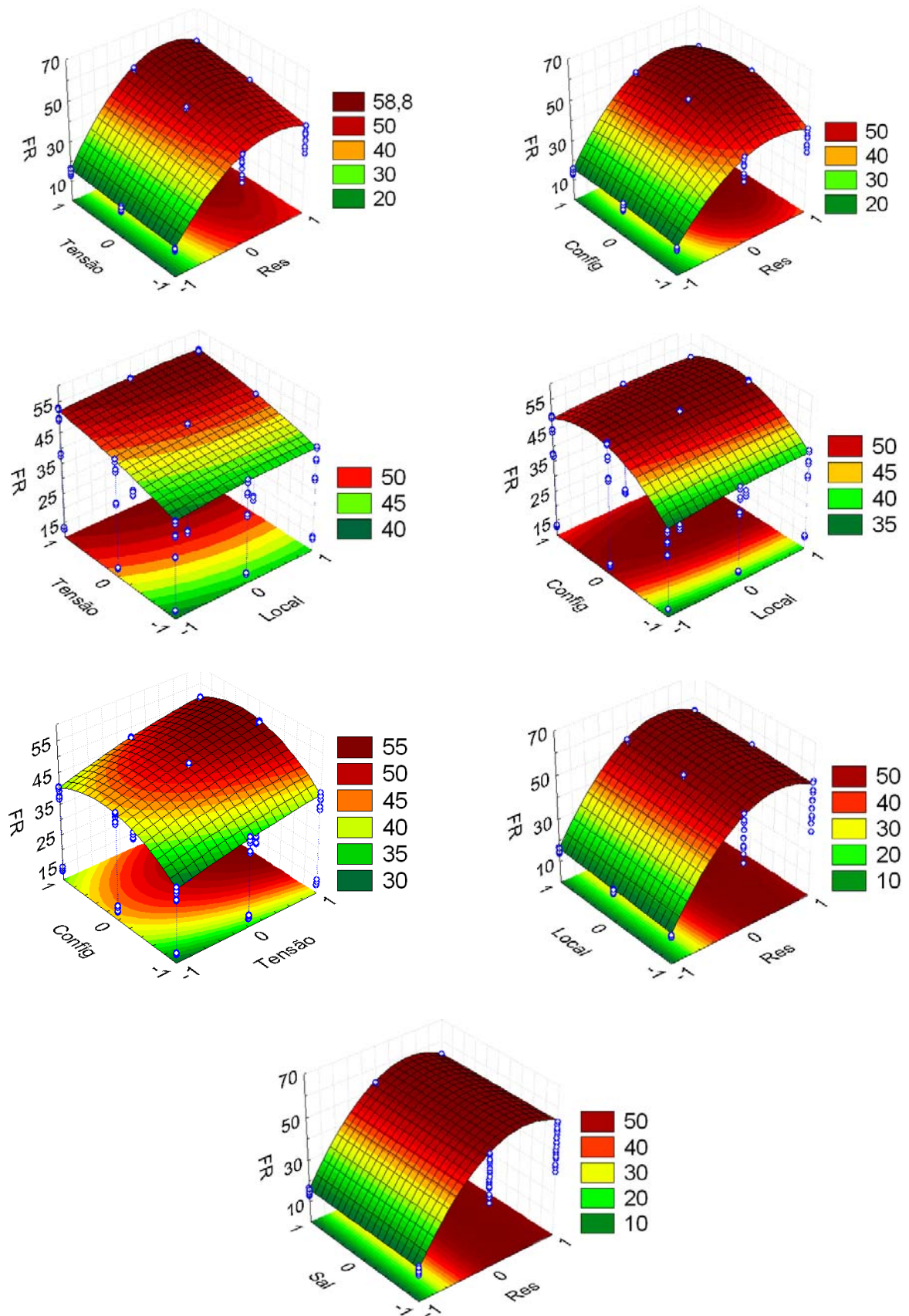


Figura B.5. Superfícies de resposta do FR em 20 anos

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)