



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA – CT

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA – CCET

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO – PPGCEP**



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**MODELAGEM E PREVISÃO DA PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS
CANHONEADOS**

VANESSA LIMEIRA AZEVEDO GOMES

Orientador: Prof. Dr. Adriano dos Santos

Natal / RN, 20 de Agosto de 2010.

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

**MODELAGEM E PREVISÃO DA PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS
CANHONEADOS**

VANESSA LIMEIRA AZEVEDO GOMES

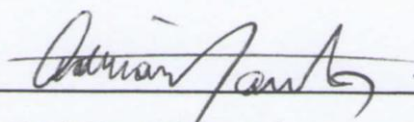
Natal / RN, 20 de Agosto de 2010.

Vanessa Limeira Azevedo Gomes

Modelagem e Previsão da Perda de Injetividade em Poços Canhoneados

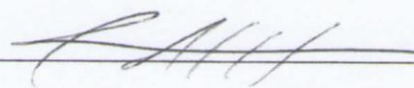
Dissertação de mestrado apresentada ao programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 20 de Agosto de 2010.



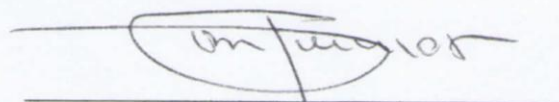
Prof. Dr. Adriano dos Santos

Orientador – UFRN



Prof. Dr. Antônio Luiz Serra de Souza

Membro Externo – CENPES/PETROBRAS



Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior

Membro Interno - UFRN

LIMEIRA, Vanessa Azevedo Gomes – Modelagem e Previsão da Perda de Injetividade em Poços Canhoneados. 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.

Orientador: Prof. Dr. Adriano dos Santos

RESUMO

A injeção de água é uma técnica amplamente utilizada para deslocar o óleo em direção aos poços produtores e manter a pressão em reservatórios de petróleo. Entretanto, partículas suspensas na água injetada podem ser retidas no meio poroso, causando dano à formação (redução de permeabilidade) e perda de injetividade. Quando ocorre essa redução de injetividade é necessário aumentar a pressão de injeção para manter a vazão de água injetada. Desse modo, a correta previsão da perda de injetividade é essencial em projetos de injeção de água. Neste trabalho, um simulador, baseado no modelo tradicional da filtração em meios porosos (incluindo filtração profunda e formação do reboco externo), foi desenvolvido e aplicado para prever a perda de injetividade em poços canhoneados (tal previsão foi feita a partir de dados de histórico). Além disso, também foi discutida a determinação experimental dos coeficientes do modelo e a perda de injetividade em poços abertos. A modelagem da injetividade apresentou bom ajuste aos dados de campo, podendo ser utilizada para auxiliar no planejamento de estimulações de poços injetores.

Palavras-chave: Injeção de água. Filtração profunda. Reboco externo. Dano à formação. Injetividade. Poços canhoneados.

ABSTRACT

Waterflooding is a technique largely applied in the oil industry. The injected water displaces oil to the producer wells and avoid reservoir pressure decline. However, suspended particles in the injected water may cause plugging of pore throats causing formation damage (permeability reduction) and injectivity decline during waterflooding. When injectivity decline occurs it is necessary to increase the injection pressure in order to maintain water flow injection. Therefore, a reliable prediction of injectivity decline is essential in waterflooding projects. In this dissertation, a simulator based on the traditional porous medium filtration model (including deep bed filtration and external filter cake formation) was developed and applied to predict injectivity decline in perforated wells (this prediction was made from history data). Experimental modeling and injectivity decline in open-hole wells is also discussed. The injectivity of modeling showed good agreement with field data, which can be used to support plan stimulation injection wells.

Keywords: Waterflooding. Internal filtration. External cake filtration. Formation damage. Injectivity. Perforated wells.

DEDICATÓRIA

In memoriam, ao meu querido e amado avô Murilo.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força de vontade para desenvolver este trabalho.

Aos meus pais, Valdemir e Vânia, as minhas irmãs Virgínia, Vivianne e Valeska pelo amor, carinho, compreensão e incentivo. Em especial, agradeço à minha irmã Vivianne pelo companheirismo, incentivo e amizade. À minha avó Dedé, Claudinha e demais familiares pelo amor e respeito em todos os momentos da minha vida.

Ao meu orientador, Professor Adriano dos Santos, pelo exemplo, pela oportunidade dada e por sua sempre solícita e precisa orientação.

À Professora Dulce pelo exemplo e sempre incentivo na área acadêmica.

À minha amiga Walquíria pela confiança, incentivo e grande amizade.

À Noelma pela fé e amizade.

A Ernesto Vargas e à Juliana Aragão pela amizade e colaboração.

Aos Professores Tarcílio Viana e Wilson da Mata pelo exemplo.

Aos colegas Paulo, Tiago, Kátia, Robson, Martinho, Marcos, Clóvis, Cleodon, Yoleitza e à Professora Jennys, do Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo (LEAP), pela colaboração e incentivo.

Aos Professores Adolfo Puime e Flávio Medeiros pelas críticas e sugestões.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, que me deu subsídios para desenvolver este trabalho.

À Capes pelo apoio financeiro.

Aos meus amigos Ana Maria, Carla, Fabiana, Grace, Rose, Simone e Thiago pelo carinho e por sempre estarem torcendo por mim.

Enfim, a todos que contribuíram para a realização desse projeto.

INDICE GERAL

CAPÍTULO: I	1
Introdução	1
1. Introdução	2
CAPÍTULO: II	4
Aspectos Teóricos	4
2. Aspectos Teóricos	5
2.1 Injeção de Água	5
2.1.1 Esquemas de Injeção	7
2.1.2 Perda de Injetividade	9
2.1.3 Dano à Formação	12
2.1.4 Poços Canhoneados e Abertos	14
CAPÍTULO: III	18
Estado da Arte	18
3. Estado da Arte	19
3.1 Modelagem da Perda de Injetividade	26
3.1.1 Estudo Laboratorial	26
a) Filtração Profunda para Fluxo Linear	26
b) Formação do Reboco Externo para Fluxo Linear	28
3.1.2 Estudo de Campo: Poços Abertos e Poços Canhoneados	29
3.1.2.1 Fluxo Radial: Poços Abertos	29
a) Filtração Profunda para Fluxo Radial	29
3.1.2.2 Poços Canhoneados	31
CAPÍTULO IV	36
Metodologia Proposta	36
4. Metodologia Proposta	37
4.1 Simulação da Perda de Injetividade	37
4.2 Modelagem da Injetividade com Dano na Região Radial	39

CAPÍTULO V	43
Resultados e Discussões	43
5. Resultados e discussões	44
5.1 Influência da discretização do perfil de retenção na Impedância	44
5.2 Tratamento de dados usando o simulador para injeção em poços canhoneados do Campo “X”	47
5.2.1 Impedância para o Poço 1	49
5.2.2 Impedância para o Poço 2	53
5.2.3 Impedância para o Poço 3	56
5.2.4 Tratamento de dados e previsão da impedância para o Campo “Y”	60
5.2.5 Análise de sensibilidade dos parâmetros do canhoneio	65
6. Conclusões e Recomendações	70
6.1 Conclusões	70
6.2 Recomendações	71
Referências Bibliográficas	72
Apêndice A	76
Apêndice B	80
Apêndice C	81
Apêndice D	84
Apêndice E	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema básico de injeção de água.	5
Figura 2.2 Malha five-spot invertido.	8
Figura 2.3 Árvore de decisão com soluções para minimizar a perda de injetividade... ..	10
Figura 2.4 Mecanismos de obstrução no meio poroso.....	13
Figura 2.5 Filtração profunda e formação do reboco externo durante a injeção de água com partículas.....	14
Figura 2.6 Tipos de canhoneio: (a) convencional, (b) TCP (<i>Tubing Conveyed Perforating</i>), (c) através da coluna de produção.	15
Figura 2.7 Esquema da geometria do canhoneio.	16
Figura 2.8 Índice de produtividade versus densidade de canhoneio.....	17
Figura 3.1 Esquema da transferência de escala entre dados de testes laboratoriais para injeção na escala de campo.....	23
Figura 3.2 Aumento da Impedância, durante filtração profunda e formação do reboco externo, para diferentes coeficientes de filtração e de dano à formação, e permeabilidade do reboco.	25
Figura 3.3 Representação esquemática do experimento laboratorial.	26
Figura 3.4 Comportamento da curva da impedância.	29
Figura 3.5 Linhas equipotenciais (isopressão) e de corrente no esquema de malhas de injeção.....	32
Figura 3.6 Discretização do espaço em torno do canhoneio.....	32
Figura 4.1 Diagrama de fluxo das etapas do simulador.....	38
Figura 5.1 Comparação da Impedância das soluções contínua e discreta para poços abertos.....	45
Figura 5.2 Gráfico da Impedância em função do tempo para poços canhoneados.....	47
Figura 5.3 Ajuste da impedância para o poço 1, antes da primeira acidificação.....	50
Figura 5.4 Ajuste da impedância para o poço 1, após a primeira acidificação.....	52
Figura 5.5 Ajuste da impedância para o poço 1, após a segunda acidificação.	52
Figura 5.6 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 1, após a última acidificação.....	53
Figura 5.7 Ajuste do aumento da impedância para o poço 2, antes da primeira acidificação.....	54
Figura 5.8 Ajuste do aumento da impedância para o poço 2, após a primeira acidificação.....	55

Figura 5.9 Ajuste do aumento da impedância para o poço 2, após o <i>backflow</i>	56
Figura 5.10 Comportamento da impedância para o poço 3.	57
Figura 5.11 Ajuste do aumento da impedância para o poço 3, antes da primeira intervenção.....	58
Figura 5.12 Ajuste do aumento da impedância para o poço 3, após a primeira acidificação.....	59
Figura 5.13 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 3, após a segunda acidificação.....	59
Figura 5.14 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 4, antes da acidificação.....	62
Figura 5.15 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 4, após a acidificação.....	63
Figura 5.16 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 5.....	64
Figura 5.17 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao comprimento do canhoneio para o campo “X”.....	65
Figura 5.18 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao raio do canhoneio para o campo “X”.....	66
Figura 5.19 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação à densidade de canhoneio para o campo “X”.....	66
Figura 5.20 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao comprimento do canhoneio para o campo “Y”.....	67
Figura 5.21 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao raio do canhoneio para o campo “Y”.....	68
Figura 5.22 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação à densidade de canhoneio para o campo “Y”.....	68
Figura A.1 Representação esquemática do teste laboratorial para determinação do coeficiente de filtração.....	78
Figura A.2 Representação esquemática do teste laboratorial chamado Método dos Três Pontos de Pressão.	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 Dados iniciais de poços abertos.	45
Tabela 5.2 Dados de entrada para o Campo “X”.....	48
Tabela 5.3 Dados de entrada para o Campo “Y”.....	61

NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

c – Concentração das partículas suspensas, ppm

c_0 – Concentração das partículas injetadas, ppm

H – Foco da superfície elíptica

h – Altura da zona canhoneada, m

II – Índice de injetividade

J – Impedância

k – Permeabilidade, mD

$k(\sigma)$ – Função dano de formação

L – Comprimento, cm

N – Número de camadas discretizadas na região radial

N_p – Densidade de canhoneio, jatos/pé

nc – Número de camadas discretizadas ao redor do canhoneio

p – Pressão, Kgf/m²

pvi – Volume poroso injetado

Q – Vazão total no poço ou Taxa de injeção, m³/dia

q – Vazão através de um canhoneio

R – Raio de contorno, m

r – Raio, m

T – Tempo adimensional, pvi

t – Tempo, s

U – Velocidade do fluxo ou superficial, m/s

X – Posição adimensional

x, y, z – Coordenadas cartesianas

Δp – Diferencial de pressão, Kgf/m²

Letras Gregas

β – Coeficiente de dano à formação

θ – Ângulo de fase do canhoneio, graus

λ – Coeficiente de filtração, m⁻¹

μ – Viscosidade, cP

π – Constante

σ – Concentração de partículas capturadas, ppm

ϕ – Porosidade

w, v, γ – Coordenadas elípticas

Subscritos

c – Reboco externo

eq – Equivalente

p – Canhoneio

s – Partículas em suspensão

tr – Tempo de transição

w – Poço

0 – Inicial da formação

CAPÍTULO: I

Introdução

1. Introdução

Na medida em que um reservatório de petróleo produz óleo e gás, a energia contida nesse reservatório vai sendo dissipada por diferentes mecanismos. A dissipação da energia do reservatório acontece em razão da descompressão dos fluidos e das resistências, associadas às forças viscosas e capilares, encontradas pelo fluido ao escoar até os poços produtores (Rosa *et al.*, 2006). Assim, a perda de energia faz com que as vazões de produção e a pressão no interior do reservatório diminuam com o tempo. Em virtude disso, devem-se introduzir métodos de recuperação e manutenção de pressão no reservatório para manter ou aumentar a produção de petróleo. De forma resumida, tais métodos visam a aumentar e a acelerar a produção de petróleo, minimizando a dissipação da energia.

Nesse contexto, a injeção ou reinjeção de água em reservatórios de petróleo tem sido o principal método de recuperação, atualmente aplicado em campos marítimos e terrestres, sendo empregado em aproximadamente 75% do petróleo produzido no Brasil (Shecaira *et al.*, 2002).

Do ponto de vista econômico, a injeção de água é, dentre os métodos existentes, o mais viável financeiramente e eficaz no desenvolvimento de reservatórios de petróleo devido a sua simplicidade operacional e às características favoráveis ao deslocamento do óleo através do meio poroso na direção dos poços produtores. Ainda assim, os custos com a injeção de água em campos marítimos (“*offshore*”) são altos e, por isso, é necessário realizar um eficaz planejamento de projetos de injeção de água como, por exemplo, a localização dos poços, eficiência de deslocamento, suporte de pressão e segurança.

No entanto, associada a esse processo de injeção de água em poços injetores está a perda de injetividade, causada pela retenção de partículas sólidas e/ou líquidas em suspensão na água injetada ou reinjetada. As partículas são retidas no meio poroso, causando dano à formação (diminuição da permeabilidade) e, conseqüentemente, perda de injetividade. Isto significa que será necessário gastar mais energia para evitar que a vazão de injeção de água (e também a produção de óleo) diminua.

Um aspecto importante da injeção de água é o gerenciamento da água, como por exemplo, as melhorias na qualidade da água injetada e a escolha do tipo de água a ser injetada. O gerenciamento da água depende de previsões confiáveis da perda de injetividade.

Neste trabalho, um simulador, baseado na teoria clássica da filtração em meios porosos (incluindo filtração profunda e formação do reboco externo), foi desenvolvido e aplicado para a previsão da perda de injetividade em poços canhoneados.

O simulador foi desenvolvido a partir da combinação de uma solução aproximada para a retenção na região próxima ao canhoneio com a solução exata para a região radial (longe dos canhoneios). As soluções foram obtidas pelas equações do processo de filtração profunda: conservação da massa, cinética de deposição de partículas, equação de Darcy modificada e pela função dano de formação, conforme descritas no Capítulo 3.

As equações de conservação de massa e cinética de deposição de partículas formam um modelo para o transporte e captura de partículas. A equação de Darcy modificada é um modelo dinâmico que prevê o aumento do gradiente de pressão devido à queda de permeabilidade com o aumento da concentração de partículas capturadas. A função dano de formação mostra como as partículas retidas ao longo do meio poroso afetam a permeabilidade local. A partir dessas equações obtemos os parâmetros de ajuste do modelo (coeficientes de filtração e de dano à formação). Os parâmetros do modelo (coeficientes de filtração e de dano à formação) foram determinados a partir de dados da literatura (teste laboratorial) e também a partir de dados reais de campo (poços abertos e canhoneados), permitindo a utilização do simulador para a previsão da perda de injetividade em diferentes casos.

O estudo da influência da discretização dos perfis de concentração de partículas retidas na previsão da impedância (inverso da injetividade normalizada pela injetividade inicial) será apresentado no Capítulo 4. Esse procedimento foi aplicado à geometria radial e, principalmente, à geometria elipsoidal (poços canhoneados), onde soluções aproximadas foram empregadas.

O método proposto (cálculo da impedância considerando a simetria elíptica nas regiões em torno dos canhoneios e a simetria radial longe dos canhoneios) para análise do tratamento de dados dos poços injetores e previsão da perda de injetividade também será apresentado no Capítulo 4.

O Capítulo 5 mostra os resultados da análise dos dados e a previsão da perda de injetividade para os Campos “X” e “Y”, usando o simulador para injeção em poços canhoneados. O simulador foi desenvolvido no aplicativo Mathcad 13.

Por fim, no Capítulo 6, as conclusões e recomendações deste trabalho são apresentadas.

CAPÍTULO: II
Aspectos Teóricos

2. Aspectos Teóricos

2.1 Injeção de Água

Em engenharia de reservatórios, um reservatório de petróleo é produzido por mecanismos naturais quando o fluido é deslocado aos poços pela energia oriunda da expansão do óleo, da expansão do gás em solução, da expansão da capa de gás ou, ainda, por influxo de água de um aquífero. A produção natural de petróleo é conhecida como produção primária e geralmente, neste estágio, consegue-se produzir entre 5-25% do petróleo originalmente presente no reservatório (Willhite, 2004). Quando a energia não é suficiente para manter uma vazão economicamente viável ou quando se deseja aumentar a velocidade e o fator de recuperação, devem ser utilizadas técnicas de recuperação secundária ou terciária (Rosa *et al.*, 2006).

A injeção de água é a técnica de recuperação secundária mais importante atualmente utilizada na indústria do petróleo. De acordo com Schecaira *et al.* (2002), a injeção de água representa cerca de 80% de todos os métodos de recuperação. O mecanismo básico de injeção de água pode ser observado na Figura 2.1.

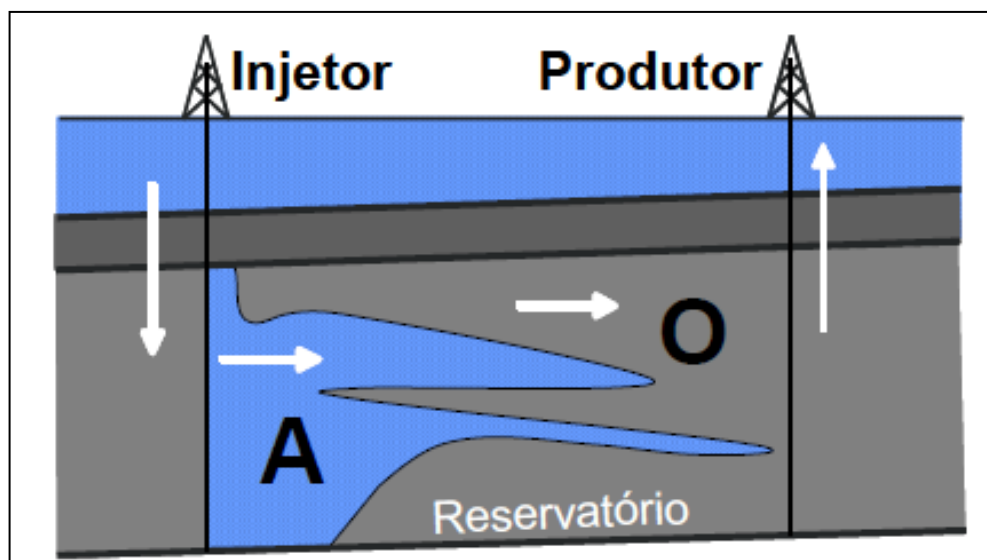


Figura 2.1 Esquema básico de injeção de água.

(Fonte: Santos, 2005)

Este método consiste em injetar água no reservatório por meio dos poços injetores com os objetivos de manter a pressão do reservatório e de deslocar o petróleo até os poços

produtores (Willhite, 2004). No primeiro caso, a manutenção da pressão assegura que as vazões de petróleo não caiam rapidamente, em virtude da dependência entre a vazão de produção de fluidos e a pressão média do reservatório. No segundo caso, a produção de petróleo antecipa-se, apresentando condições econômicas favoráveis para o projeto (Willhite, 2004).

De acordo com Palsson *et al.* (2003), a água de injeção pode ter quatro origens diferentes:

- 1) Água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para este fim;
- 2) Água de superfície, coletada em rios e lagos;
- 3) Água do mar;
- 4) Água produzida (água associada à produção de petróleo).

Normalmente, antes de ser injetada, a água deve ser submetida a um tratamento de modo a torná-la mais compatível ao reservatório e aos fluidos nele existentes.

Em campos marítimos, as fontes de água são: água do mar, água proveniente de um aquífero e água produzida.

Atualmente, em campos maduros tem-se incrementado consideravelmente os volumes de água produzida. Segundo Souza *et al.* (2005), as empresas de petróleo no Brasil manejam ao redor de três milhões de barris de água por dia, incluindo água de produção, injeção e re-injeção. O manejo adequado destes volumes de água nos próximos anos é um dos objetivos principais destas companhias, onde os fatores ambientais têm sido uma variável importante na hora de definir estratégias para o manejo da água num campo de petróleo marítimo com condições operacionais limitadas.

Devido à importância da injeção de água para a economia dos campos de petróleo, o gerenciamento de água tem se tornado uma das principais prioridades da Petrobras (Souza *et al.*, 2005). Vários estudos têm sido realizados relacionados ao ciclo de gerenciamento da água, a fim de compreender e quantificar as principais incertezas de um projeto de injeção de água. Estes estudos incluem a modelagem e o monitoramento da perda de injetividade,

reinjeção de água produzida, injeção de água acima da pressão de propagação de fratura, tendência a formação de incrustações, restrições ambientais e tecnologias submarinas.

2.1.1 Esquemas de Injeção

O projeto de injeção de água envolve ambas as considerações técnicas e econômicas. Para realizar uma avaliação econômica, é necessário fazer uma estimativa das taxas dos fluidos de injeção e produção e fazer uma projeção da produção de óleo (ou recuperação), com o objetivo de antecipar a vida do projeto para cada planta de injeção. Esta estimativa, juntamente com a distribuição dos poços para injeção de água, fornece dados técnicos suficientes para estimar as exigências dos investimentos, custos operacionais, e renda para propor a injeção de água. Estes são os dados exigidos para análises econômicas com desconto no fluxo de caixa ou outras aproximações (Willhite, 2004).

Os esquemas empregados em projetos de injeção de água são os mais variados, mas, de uma maneira geral, podem ser separados em dois grupos principais, sendo essa separação baseada na estrutura do reservatório e no modo como os poços são distribuídos.

a) Injeção periférica, injeção na base

Neste grupo, os poços de injeção ou de produção se concentram em determinadas áreas do reservatório. Na injeção periférica, a injeção de água é feita através de poços completados na base da estrutura e que nos mapas aparecem como se estivessem localizados na periferia do reservatório, daí o nome desse esquema. Os poços de produção se agrupam na parte central do reservatório. As diferentes maneiras de se fazer injeção (periférica, topo ou base) não se classificam exatamente como esquemas de injeção, uma vez que a disposição dos poços não está previamente estabelecida, ou seja, não existem arranjos prefixados para a localização dos poços. Para cada reservatório, assim como para diferentes fluidos de injeção, há uma distribuição própria de poços, a qual se procura respeitar a distribuição natural dos fluidos segundo as suas diferentes densidades e suas facilidades ou dificuldades de fluir em zonas específicas do reservatório. De certa forma, tenta-se reproduzir o comportamento de um reservatório com mecanismo de influxo de água e/ou capa de gás.

Uma injeção de água é feita na base, enquanto a produção de óleo acontece através de poços localizados na parte mais baixa. A diferença de densidade entre os fluidos injetado e deslocado favorece a recuperação de óleo, na medida em que existe uma tendência do gás de permanecer na parte superior da estrutura, retardando a sua chegada aos poços de produção.

b) Injeção em malhas

No segundo grupo de esquemas estão os modelos nos quais os poços, tanto de um tipo quanto do outro, estão uniformemente distribuídos em toda a área do reservatório. Neste caso, o fluido deslocante é injetado na própria zona de óleo, alterando-se drasticamente a distribuição de saturações e a movimentação natural dos fluidos no reservatório. Esses modelos de injeção, chamados de injeção em padrão repetido ou mais comumente de injeção em malhas, são empregados em reservatórios com grandes áreas e pequenas inclinações e espessuras. Cada modelo tem um padrão ou malha básica que se repete por todo o reservatório.

As malhas five-spot, seven-spot e nine-spot são do tipo chamado normal, que significa um poço de produção cercado por poços de injeção. Já nos modelos inversos ou invertidos ocorre o contrário, isto é, um poço de injeção cercado por poços de produção. A Figura 2.2 apresenta a malha do tipo five-spot invertido.

Em um projeto de injeção de água é necessário o conhecimento, pelo menos aproximado, dos valores das vazões e das pressões de injeção, uma vez que é necessária uma boa injetividade para se obter uma boa produtividade. Os valores de vazão e de pressão de injeção são necessários também para o dimensionamento dos equipamentos de superfície a serem utilizados no projeto de injeção.

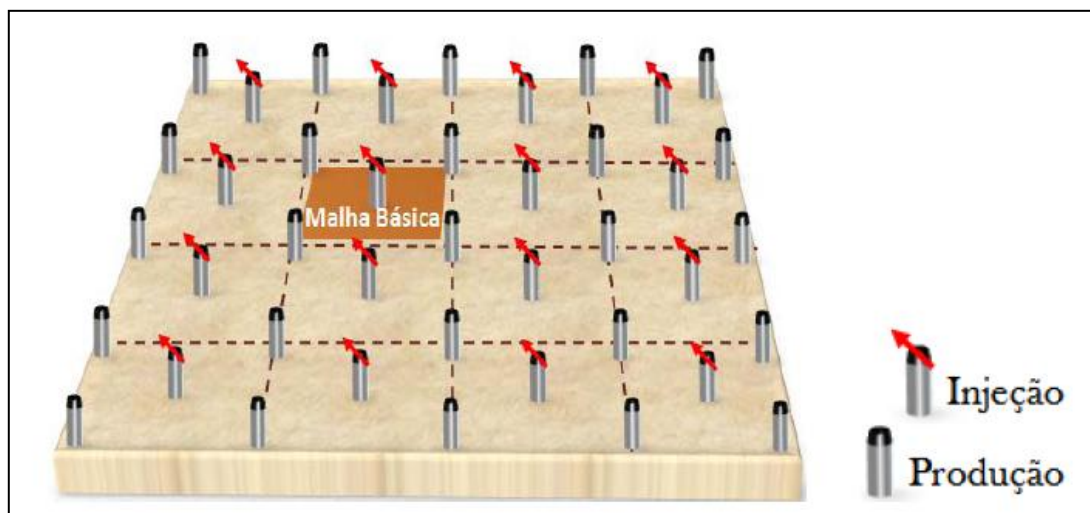


Figura 2.2 Malha five-spot invertido.

(Fonte: Galvão, 2008)

2.1.2 Perda de Injetividade

A perda de injetividade durante a injeção de água é um fenômeno muito conhecido em projetos de injeção de água em reservatórios de petróleo. A perda de injetividade ocorre devido à retenção de partículas em suspensão. Essas partículas são provenientes da formação e da água do mar (areia e argila), gotas de óleo provenientes da produção (fase dispersa), de bactérias e algas microscópicas (água do mar), sais em solução, carbonatos, sulfatos insolúveis e compostos de ferro – produto da corrosão que, em condições físico-químicas apropriadas, precipitam-se, entupindo a formação (Oort *et al.*, 1993).

A diminuição da permeabilidade na região da formação produz um declínio na capacidade de injeção de água, o que afeta a eficiência operacional da injeção de água, diminuindo a vazão de injeção dos poços injetores, ou seja, ocasiona a queda de injetividade, refletindo na queda da pressão média do reservatório e, conseqüentemente, na diminuição da produção de óleo.

A vazão de óleo depende da pressão do reservatório e, assim, a queda na injetividade influi diretamente nas vazões de produção de óleo, e esta queda é crítica para o fator de recuperação final do campo e para o fluxo de caixa do projeto. Desta forma, o tratamento e a previsão da perda de injetividade são importantes para as atividades de produção de petróleo e devem ser considerados nos planos de desenvolvimento de jazidas.

Segundo Sharma *et al.* (2000), a perda de injetividade na indústria do petróleo, é um dos principais problemas devido ao seu impacto econômico.

Dentre as soluções para o problema da perda de injetividade, a melhoria no tratamento da qualidade da água de injeção e a remoção do dano são as medidas mais utilizadas.

Segundo Palsson *et al.* (2003), a perfuração de novos poços injetores, estimulações periódicas ou ainda tratar a água de injeção são possíveis soluções para minimizar a perda de injetividade, conforme Figura 2.3. Essas soluções não são econômicas e são bastante complexas de serem implantadas em operações marítimas, devido aos espaços reduzidos das plataformas, ao custo da operação (plantas de processamento e filtração de água) e às condições ambientais presentes.

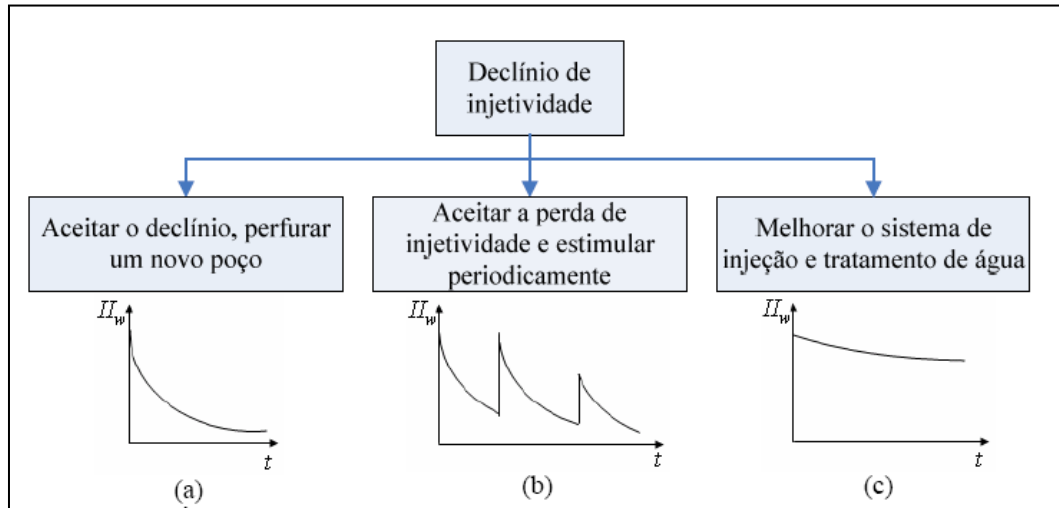


Figura 2.3 Árvore de decisão com soluções para minimizar a perda de injetividade.

(Fonte: Palsson *et al.*, 2003)

De acordo com a Figura 2.3, temos que o primeiro cenário é aceitar a perda de injetividade nos poços injetores e perfurar novos poços em razão da demanda de produção do campo (Figura 2.3(a)). Esta opção envolve tipicamente poços de baixo custo e o desenho dos novos poços é baseado na experiência prévia. O segundo cenário é a estimulação periódica do poço que apresenta perda de injetividade, restaurando o índice de injetividade do poço (Figura 2.3(b)). Deve-se saber qual será o tipo de intervenção a ser realizada e a frequência de aplicação no poço. O período de aplicação depende do grau de queda na injetividade, das condições técnicas e econômicas. Dentro do conjunto de intervenções que podem ser realizadas, temos: acidificação, que é a injeção de um ácido ou lavagem ácida para a remoção do reboco na parte interna do poço; *backflow*, esse termo faz referência a um escoamento reverso para limpar o poço das partículas na sua região interna; e fraturamento, que é a quebra da rocha-reservatório por alta pressão e alta vazão com ou sem agente de sustentação.

A acidificação é a injeção de um ácido com pressão inferior à pressão de fraturamento da formação, visando remover o dano à formação. Logo após uma acidificação, o ácido deve ser recuperado da formação, com o objetivo de prevenir a formação de produtos danosos a esta (precipitados insolúveis). O fraturamento hidráulico pode ser definido como um processo no qual um elevado diferencial de pressão, transmitido pelo fluido de fraturamento, é aplicado contra a rocha-reservatório até a sua ruptura. A fratura, que é iniciada no poço, se propaga através da formação pelo bombeio de um certo volume de fluido, acima da pressão de fraturamento. Para se evitar que a fratura induzida feche ao cessar o diferencial de pressão

aplicado, um agente de sustentação (normalmente areia) é bombeado com o fluido de fraturamento. Assim, se cria um caminho preferencial de elevada condutividade, o qual facilitará o fluxo de fluidos do reservatório para o poço (ou vice-versa).

Uma técnica que vem sendo mundialmente empregada é a injeção de água acima da pressão de propagação de fratura. A manutenção da vazão de injeção de água pode garantir um aumento na pressão do poço injetor, de forma a iniciar a fratura e garantir sua propagação (Costa, 2008).

O último cenário (Figura 2.3(c)) refere-se ao aprimoramento da eficiência operacional do sistema de injeção e tratamento de água, desde o início do projeto. Esta opção diminui o risco da perda de injetividade durante um bom tempo de vida do poço injetor. No entanto, o custo, com esse aprimoramento, é alto e deve ser comparado com o custo de uma estimulação periódica de modo a restaurar a injetividade (Nunes, 2007). Além disso, um sistema de injeção e tratamento de água é bastante complexo de ser implantado em operações marítimas onde o espaço é limitado e nem sempre é possível a instalação de sistemas de processamento de água para injeção (Moreno, 2007).

Em alguns casos, é possível converter produtores em injetores ao longo da vida do reservatório para evitar custos elevados de perfuração e o fechamento de poços por elevada produção de água.

O índice de injetividade ou injetividade de um poço injetor de água, I_w , é a relação entre uma determinada vazão injetada e a diferença de pressão necessária para manter essa vazão. Pode-se entender como uma medida da capacidade de um poço para injetar fluido (Rosa *et al.*, 2006). As principais variáveis que influem na injetividade são as propriedades dos fluidos e a permeabilidade da rocha. De acordo com Rosa *et al.* (2006), a injetividade é expressa por:

$$I_w = \frac{Q}{\Delta p} \quad (1)$$

onde Q é a vazão total no poço e Δp é a diferença de pressão entre o fundo do poço e o raio de contorno (Rosa *et al.*, 2006). O raio de contorno corresponde à metade da distância entre o poço injetor e o poço produtor.

No transcurso da injeção de água, a perda de injetividade induz um aumento da pressão de injeção para manter a vazão de água constante.

A impedância é definida como o inverso da injetividade normalizada pela injetividade inicial e, também, pela relação entre a permeabilidade inicial da formação e a permeabilidade equivalente, conforme Equação (2).

$$J(T) = \frac{\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)_T}{\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)_{T=0}} = \frac{k_0}{k_{eq}(T)} \quad (2)$$

onde k_0 é a permeabilidade inicial da formação e $k_{eq}(T)$ é a permeabilidade equivalente que depende do tempo, devido ao aumento de partículas capturadas ao longo do meio poroso.

Em razão da importância da perda de injetividade, diferentes modelos analíticos e testes laboratoriais têm sido propostos para o estudo do fenômeno. Tais modelos trabalham com funções empíricas e semi-empíricas. Estes modelos matemáticos são importantes, pois permitem o entendimento da perda de injetividade durante a injeção de água, conhecimento este que é essencial para o gerenciamento de água, ou seja, realizar um bom tratamento da água e necessitar de poucas intervenções (paradas na produção para recuperação da injetividade) ou, ao contrário, injetar água com pior qualidade (maior teor de sólidos) e fazer frequentes intervenções.

A modelagem da perda de injetividade em simuladores comerciais é pouco comentada na literatura. Em geral, são mais comuns os modelos analíticos e testes de laboratório, que apresentam a perda de injetividade em consequência da qualidade da água, indicando diferentes metodologias para o cálculo de parâmetros dos modelos analíticos (coeficientes de filtração e de dano à formação).

No Capítulo 3, alguns exemplos de modelos da perda de injetividade são mostrados.

2.1.3 Dano à Formação

O dano à formação refere-se à redução da permeabilidade efetiva da região vizinha ao poço. Essa redução ocorre devido ao entupimento do meio poroso pelas partículas contidas na água injetada ou reinjetada, causando a perda de injetividade. Diferentes mecanismos são os causadores do dano à formação. Os principais mecanismos de captura de partículas sólidas e líquidas, presentes no processo de variação da permeabilidade na região próxima ao poço,

são: exclusão pelo tamanho, forças gravitacionais, elétricas e de Van der Waals. Diversos fatores podem afetar esse mecanismo: (a) Estrutura do poro da formação (porosidade, garganta do poro/tamanho e distribuição); (b) Distribuição e tamanho de partícula; (c) Velocidade do fluido; (d) Interações entre as partículas, fluidos e superfície dos poros. As formas de entupimento são: agregação de partículas, depósito e entupimento das gargantas dos poros. A Figura 2.4 apresenta os principais mecanismos de obstrução de poro por material particulado.

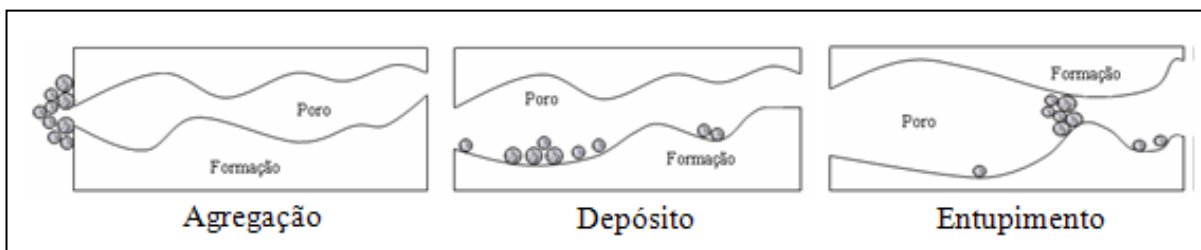


Figura 2.4 Mecanismos de obstrução no meio poroso.

(Fonte: Moreno, 2007)

Se as partículas são grandes em relação aos poros, elas são retidas na face de entrada do meio poroso, formando o reboco; quando as partículas são pequenas em relação aos poros, elas penetram no meio poroso e ficam sujeitas a filtração profunda e a uma consequente redução da permeabilidade. Além disso, partículas com tamanho intermediário podem tamponar as gargantas dos poros mediante sua agregação. Neste caso, ocorre a formação de pontes de partículas (*bridging*) que também reduzem a permeabilidade da formação.

É comum considerar o dano causado à formação em duas fases distintas: filtração profunda e formação do reboco externo (Figura 2.5). Em geral, é assumido que, antes do tempo de transição (t_{tr}) ocorre somente filtração profunda e após o tempo de transição, todas as partículas injetadas ficam retidas no reboco externo. Na seção 3, será mostrada a modelagem para a injetividade considerando filtração profunda e reboco externo.

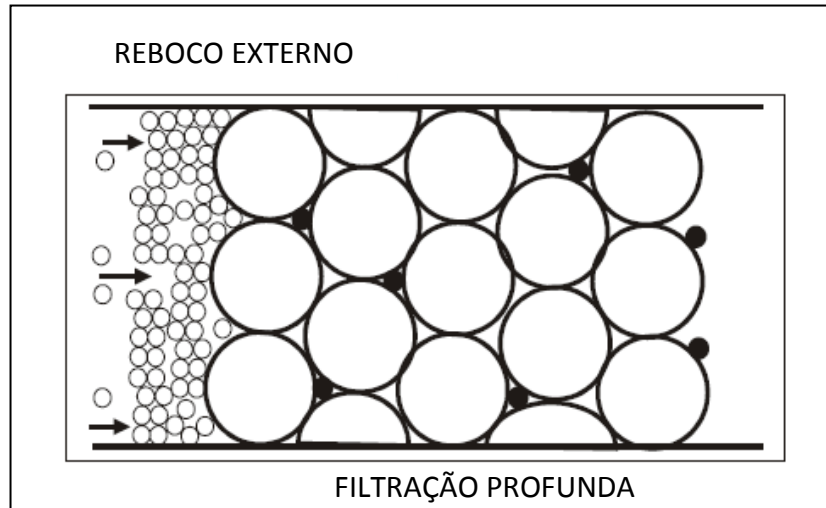


Figura 2.5 Filtração profunda e formação do reboco externo durante a injeção de água com partículas.

(Fonte: Da Silva *et al.*, 2005)

2.1.4 Poços Canhoneados e Abertos

Na maioria dos poços de petróleo, para comunicar o interior do poço com a formação produtora, perfura-se o revestimento utilizando-se cargas explosivas, especialmente moldadas para esta finalidade. A explosão dessas cargas gera jatos de alta energia que atravessam o revestimento, o cimento e ainda podem penetrar até cerca de um metro na formação, criando os caminhos de fluxo da formação (os canhoneios) para o poço (ou vice-versa).

As cargas moldadas são descidas no poço, dentro dos canhões, que são cilindros de aço com furos nos quais se alojam as cargas. Estando o canhão posicionado em frente do intervalo desejado, um mecanismo de disparo é acionado para detonar as cargas. Os canhões podem ser descidos dentro do revestimento, através de um cabo, enroscados na própria coluna de tubos ou a cabo, através da coluna de produção, conforme Figura 2.6.

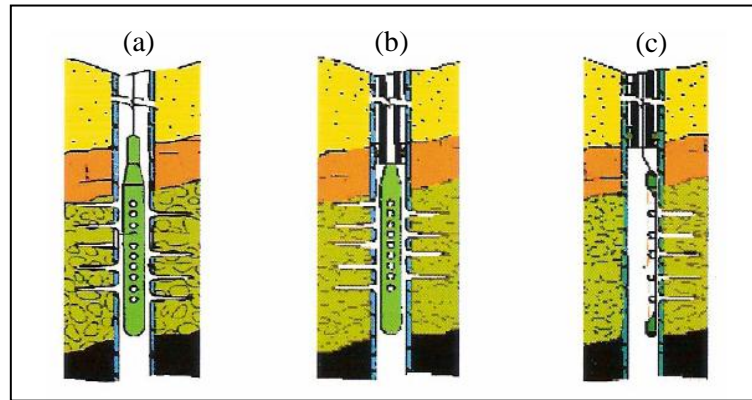


Figura 2.6 Tipos de canhoneio: (a) convencional, (b) TCP (*Tubing Conveyed Perforating*), (c) através da coluna de produção.

(Fonte: Thomas, 2001)

Uma série de parâmetros, relacionados com a geometria do canhoneio, tem influência no índice de produtividade (IP) ou injetividade (II) do poço, tais como: densidade de canhoneio (perfurações/unidade de comprimento), comprimento do canhoneio, ângulo de fase (180° , 120° , 90° , 0° , por exemplo), além do raio do canhoneio (Figura 2.7). Esses parâmetros foram inseridos na modelagem proposta nesse trabalho, que será apresentada no Capítulo 4.

Além disso, os diferentes métodos de efetuar um canhoneio (canhoneio a cabo, *jet perforating*, por exemplo), a penetração de cada tipo de canhoneio, a centralização quando ele for disparado podem afetar o desempenho da produção e injeção de fluidos.

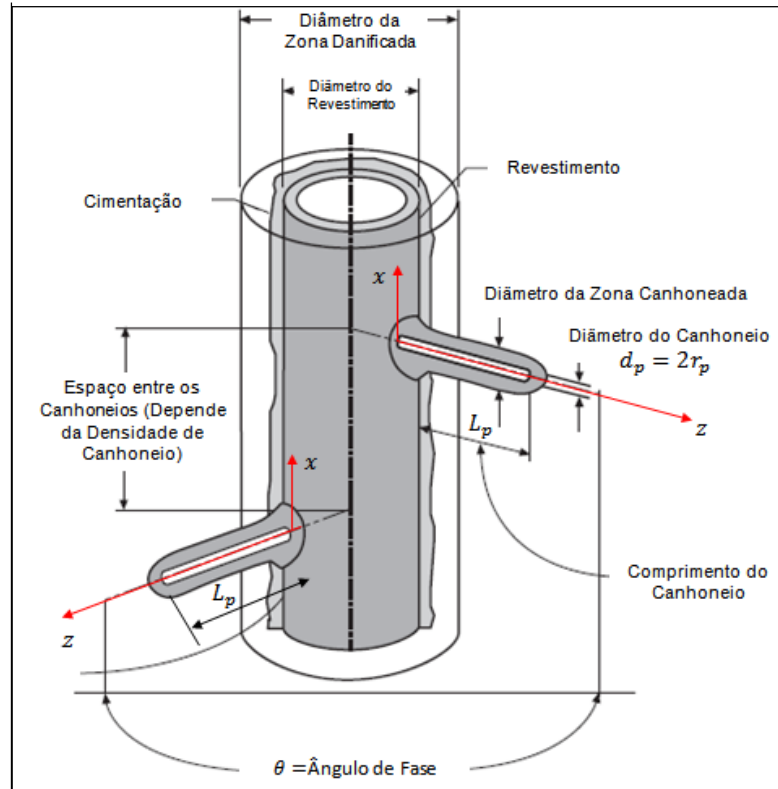


Figura 2.7 Esquema da geometria do canhoneio.

(Fonte: Bell *et al.*, 1995)

Hagoort (2007) estudou a influência de diversos parâmetros do canhoneio (comprimento, raio, densidade e ângulo de fase) sobre o índice de produtividade do poço e comparou os resultados com dados já publicados por estudiosos como Locke (1981), Tariq (1987) e Schechter (1992).

Inicialmente, foi analisado o índice de produtividade em função do comprimento do canhoneio para os ângulos de fase de 360° (ou fase 0°) e 90° . Como o esperado, a produtividade aumentou com o aumento do comprimento do canhoneio, chegando a ser até maior do que a produtividade de poços abertos. Além disso, um significativo aumento da produtividade foi observado quando o ângulo de fase mudou de 360° para 90° .

A densidade de canhoneio (N_p) é definida como sendo o número de perfurações por unidade de comprimento. Hagoort (2007) estudou o índice de produtividade em função da densidade de canhoneio (variação entre 1 e 16 jatos/pé), considerando o comprimento do canhoneio de 9 polegadas e três diferentes ângulos de fase: 360° , 180° e 90° . A Figura 2.8 mostra o índice de produtividade em função da densidade de canhoneio para diferentes

ângulos de fase. Note que, para um ângulo de fase de 360° , o aumento do índice de produtividade a partir de 4 jatos/pé é praticamente desprezível.

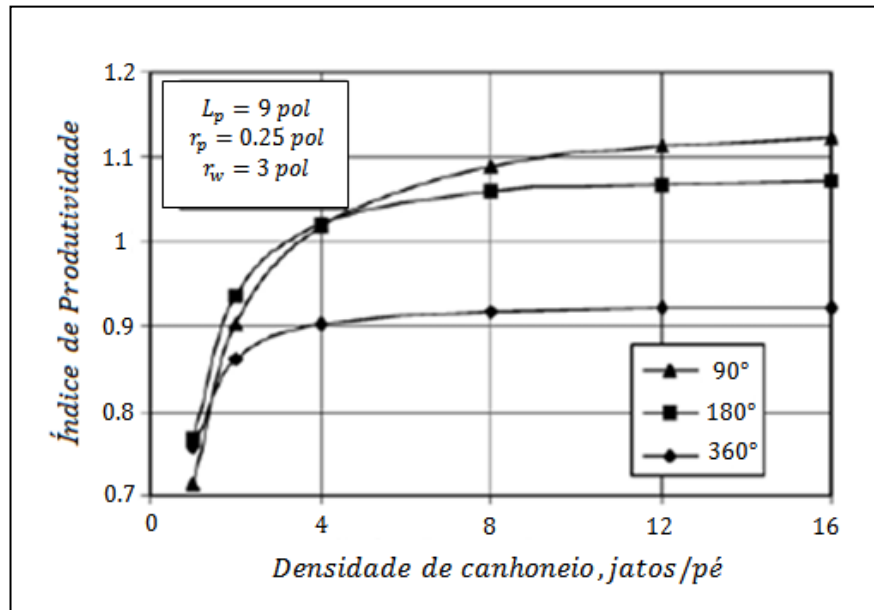


Figura 2.8 Índice de produtividade versus densidade de canhoneio.

(Fonte: Hagoort, 2007)

Este fato pode ser diretamente atribuído ao aumento da interferência entre os canhoneios devido ao aumento da densidade de canhoneio. A produtividade foi maior para menores ângulos de fase: quadruplicando a densidade de canhoneio de 4 para 16 jatos/pé para um ângulo de fase de 360° , 180° e 90° , o aumento da produtividade foi de 2,1, 4,9 e 10,3%, respectivamente.

Hagoort (2007) também mostrou a influência do raio do canhoneio na produtividade do poço. Neste caso, observou-se que um aumento do raio do canhoneio influencia muito pouco na produtividade do poço. Além disso, o pequeno aumento na produtividade é maior para menores ângulos de fase. Ao duplicar o raio do canhoneio de 0,25 para 0,5 polegadas para um ângulo de fase de 360° , 180° e 90° , o aumento da produtividade foi de aproximadamente 1,6, 2,4 e 3,2%, respectivamente. Assim, o aumento na produtividade, além dos outros parâmetros, depende do ângulo de fase θ entre dois canhoneios sucessivos.

CAPÍTULO: III

Estado da Arte

3. Estado da Arte

Este capítulo tem como objetivo apresentar os modelos matemáticos aplicados na modelagem para previsão da perda de injetividade em poços canhoneados.

Inicialmente diferentes geometrias de escoamento foram estudadas (linear, radial e elíptica) e os perfis de concentração de partículas ao longo do meio poroso foram obtidos, permitindo a previsão da impedância (perda de injetividade).

De acordo com Iwasaki (1937), Herzig *et al.* (1970), Sahimi *et al.* (1990), Siqueira (2000) e Rezende (2001), os modelos teóricos para o fluxo de partículas em meios porosos estão divididos em duas grandes categorias: modelos estatísticos e modelos contínuos.

Os modelos estatísticos incluem os modelos estocásticos e de rede, enquanto os modelos contínuos incluem os modelos de análise de trajetórias e os modelos fenomenológicos.

Os modelos estocásticos foram desenvolvidos por Fan *et al.* (1985) e estão baseados nas cadeias de Markov, onde o fluxo das partículas dentro do meio poroso é descrito probabilisticamente, considerando o bloqueio de um poro aberto como sendo um evento de “nascimento” e a desobstrução de um poro antes tamponado, como sendo um evento de “morte”. Esses modelos possuem dois parâmetros empíricos, que são determinados a partir de dados experimentais. O primeiro parâmetro está relacionado à probabilidade de ocorrência de um evento de “nascimento”, e o segundo parâmetro está associado à probabilidade de “morte” numa unidade de volume do meio poroso. Para resolver a equação diferencial estocástica, determina-se a probabilidade de que, em um dado momento, um determinado número de poros esteja obstruído, relacionando tal número à queda de pressão ocorrida ao longo do entupimento, e assim, à diminuição da permeabilidade (calculada pela equação de Kozeny-Carman). Este modelo possui uma matemática simples, porém ele não leva em consideração os efeitos da morfologia do espaço poroso, a distribuição de tamanho de partículas, e também não prevê os perfis de concentração das partículas efluentes (Siqueira, 2000).

Os modelos de rede foram introduzidos por Fatt (1956 a, b, c), onde os dados de entrada são gerados pelo método de Monte Carlo. Esses modelos representam simbolicamente o meio poroso por intermédio de linhas (ligações) e/ou pontos (nós), dispostos espacialmente de maneira a formarem malhas bi e tridimensionais, regulares ou não. Essa idealização

consiste num arranjo de canais convergentes-divergentes, nos quais as porções mais amplas dos poros (seus “corpos”, representados pelos nós da rede) são conectadas através de constrições (as “gargantas” dos poros, representadas na rede pelas ligações). Por intermédio da determinação dos valores de resistência ao fluxo de cada um dos nós e ligações da estrutura (rede), e impondo a esta uma vazão (ou uma diferença de pressão), obtém-se, pelo balanço de massa em cada nó, um sistema de equações, cuja solução numérica para as pressões (ou para as velocidades) permite o cálculo da permeabilidade do modelo. A principal desvantagem desse modelo é a demanda computacional requerida, o que limita o tamanho da rede a ser processada. Essa demanda é inerente às modelagens que buscam incorporar suficientemente as características essenciais dos fenômenos em estudo, de modo a tornar exequível a determinação confiável das propriedades macroscópicas (Siqueira, 2000).

A classificação dos modelos contínuos compreende a duas subdivisões. Numa escala microscópica, temos os modelos de análise de trajetórias e, numa escala macroscópica, os modelos fenomenológicos.

Os modelos de análise de trajetórias estudam o fluxo de partículas em meios porosos, calculando os percursos das partículas no interior de coletores microscópicos (geralmente esféricos, cilíndricos ou em forma de tubos com constrições, embora, a princípio, possam ser de qualquer formato). A partir da especificação do campo de fluxo em torno de um coletor, podem-se escrever equações do movimento, incluindo o balanço das principais forças e momentos que agem sobre as partículas (forças e torques hidrodinâmicos, interação partícula-coletor, dupla camada iônica, forças de London – Van der Waals, força gravitacional). Normalmente, a solução dessas equações é obtida numericamente, pois a natureza complexa das várias forças atuantes impede a obtenção de soluções analíticas. Esses modelos assumem que as partículas são suficientemente pequenas para não serem aprisionadas nas gargantas de poros, bloqueando-as, ou seja, assumem que não haja exclusão pelo tamanho.

Nos modelos fenomenológicos, o meio poroso é tratado como um sistema fechado em uma escala muito maior que a das partículas injetadas ou dos poros. Os detalhes morfo-topológicos dos poros são ignorados, sendo incorporados ao modelo apenas em função das grandezas que descrevem os fenômenos estudados macroscopicamente, tais como a concentração das partículas depositadas σ e o coeficiente de filtração λ . As concentrações das partículas em suspensão c e das partículas depositadas σ são consideradas funções suaves e contínuas, no tempo e no espaço. Estes modelos são baseados na modelagem da

filtração profunda. A partir dessa modelagem pode-se prever a perda de injetividade em poços de petróleo.

A modelagem da filtração profunda é baseada na equação da conservação de massa das partículas. Sendo t o tempo dimensional, U a velocidade do fluxo, x a distância, c a concentração volumétrica das partículas em suspensão e σ é a concentração das partículas retidas ao longo do meio poroso. Essa conservação de massa é expressa sob a forma:

$$\frac{\partial[(\phi c + \sigma)]}{\partial t} = - \frac{\partial(Uc)}{\partial x} \quad (3)$$

Além disso, para resolver essa equação, é necessário definir a cinética de retenção. Para tanto, várias expressões (Tien e Payatakes, 1979, Herzig *et al.*, 1970, Iwasaki, 1937) foram propostas na literatura, entre as quais a de Iwasaki (1937):

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda U c \quad (4)$$

onde U é a vazão total por unidade de área.

O coeficiente de filtração é igual à probabilidade de retenção por unidade de distância percorrida pela partícula (Santos e Barros, 2010). O coeficiente de filtração (λ) depende das propriedades da suspensão (água injetada) e da rocha, da velocidade do fluxo, da concentração das partículas capturadas.

A equação de Darcy modificada para fluxo de água com partículas em suspensão é aplicada para estimar a variação de pressão ao longo do meio poroso, considerando a vazão injetada constante e, a partir desta, sua injetividade ou sua impedância:

$$U = - \frac{k_0 k(\sigma)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (5)$$

onde $k(\sigma)$ é a permeabilidade da formação em função da quantidade de partículas capturadas, U é a velocidade de Darcy e μ é a viscosidade do fluido.

A injetividade foi calculada considerando que as partículas retidas ao longo do reservatório afetam a permeabilidade local, conforme proposto por Pang e Sharma (1994):

$$k(\sigma) = \frac{k_0}{1 + \beta \sigma} \quad (6)$$

O coeficiente de dano à formação β está relacionado com propriedades específicas do meio poroso e pode ser determinado experimentalmente. Em geral, ele varia entre 50 e 1000 (Rezende (2001), Da Silva *et al.* (2005)). Neste trabalho, o coeficiente de dano à formação foi determinado a partir da correlação $\beta(\lambda)$ proposta por Da Silva *et al.* (Da Silva *et al.*, 2005).

De acordo com Rosa *et al.* (2006) a permeabilidade equivalente de leitos dispostos em série é dada por:

$$\frac{1}{k_{eq}(t)} = \int_0^1 \frac{1}{k(\sigma)} dx \quad (7)$$

onde x e t são a direção e o tempo, respectivamente.

Além disso, integrando-se $\frac{1}{k(\sigma)}$ entre a face de injeção e a frente de injeção, para um dado instante, obtém-se a permeabilidade equivalente da região, que depende do tempo, devido ao aumento de partículas retidas ao longo do meio poroso. Essa abordagem pode ser utilizada para a transferência de escala entre dados de testes laboratoriais para injeção na escala de campo, onde ocorre a mudança da geometria linear (testes laboratoriais) para a geometria radial (poços abertos) ou para geometria elíptica (poços canhoneados), conforme Figura 3.1 que mostra o esquema: (a) do procedimento experimental para a determinação de λ e β ; (b) da injeção de água em poços abertos; (c) da injeção de água em um poço canhoneado.

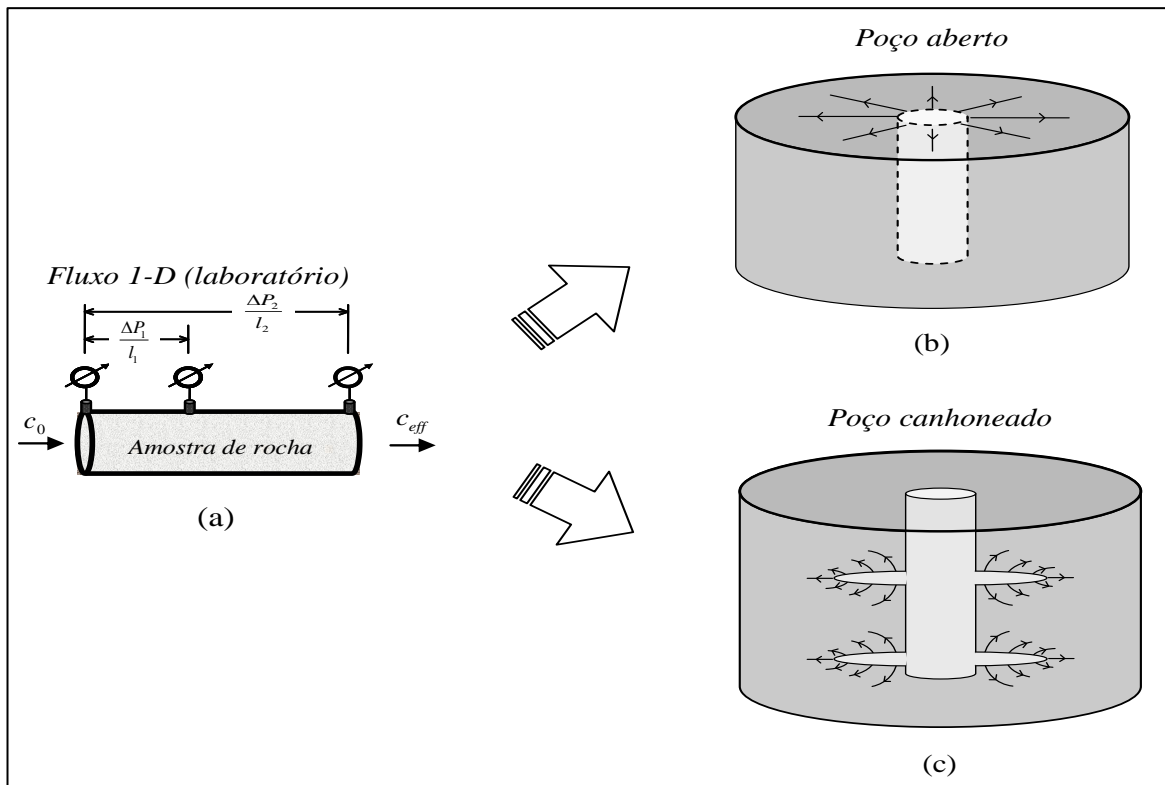


Figura 3.1 Esquema da transferência de escala entre dados de testes laboratoriais para injeção na escala de campo.

A seguir, são apresentados alguns estudos referentes à perda de injetividade:

Oort *et al.* (1993) desenvolveram um modelo para prever o dano causado por formação de reboco no interior de um poço de injeção de água. No modelo proposto, o dano à formação pode ser calculado de forma semi-empírica, usando testes de laboratório para o cálculo das constantes do modelo. O modelo permitiu fazer estimativas da vida média dos poços injetores.

Pang e Sharma (1994) propuseram um modelo que avalia a filtração profunda e o reboco externo de forma simultânea, usando o conceito de tempo de transição (tempo para formação do reboco externo). Eles também calcularam o raio e a permeabilidade da zona danificada, e ainda testaram a qualidade da água, diferenciando quatro tipos de curvas com seus respectivos mecanismos de deposição.

Wennberg e Sharma (1997) conduziram testes laboratoriais com intenção de determinar o coeficiente de filtração. Eles determinaram o coeficiente de filtração baseado na medida da concentração de partículas na saída do testemunho. A faixa de valores de λ encontrada foi de 0,1 a 100 m^{-1} . Eles também concluíram que a determinação do coeficiente

de filtração é crucial para a correta previsão da perda da injetividade, e que este parâmetro depende da velocidade do escoamento.

Bedrikovetsky *et al.* (2001) apresentaram uma metodologia (método dos três pontos de pressão) para determinar experimentalmente os parâmetros (coeficientes de filtração e de dano à formação).

Moghadasi *et al.* (2004) apresentaram dados de perda de injetividade no campo Siri, localizado no Irã. Os autores reportaram-se ao fato de que a vazão de injeção caiu de 1460 até 350 m³/dia num período de seis anos. A principal causa foi a formação de incrustações ao redor dos poços injetores por incompatibilidade entre as águas de injeção e da formação. Os autores apresentaram os resultados de um estudo experimental e teórico da redução da permeabilidade do meio poroso, causada pelo depósito de incrustações.

Da Silva *et al.* (2005) desenvolveram um modelo analítico combinando o efeito da injetividade, durante a filtração profunda e formação do reboco externo, e a razão de mobilidade óleo-água. Esse modelo foi caracterizado por quatro parâmetros: coeficiente de filtração, coeficiente de dano à formação, fração crítica da porosidade e permeabilidade do reboco. Os parâmetros foram determinados a partir do histórico de injetividade do poço. A Figura 3.2 mostra a variação da impedância durante a filtração profunda e durante a formação do reboco externo para três casos: com baixo (curva 1 - $\lambda = 20 m^{-1}$, $\beta = 50$, $k_c = 10 mD$), médio (curva 2 - $\lambda = 50 m^{-1}$, $\beta = 500$, $k_c = 1 mD$) e alto dano à formação (curva 3 - $\lambda = 100 m^{-1}$, $\beta = 1000$, $k_c = 0.1 mD$).

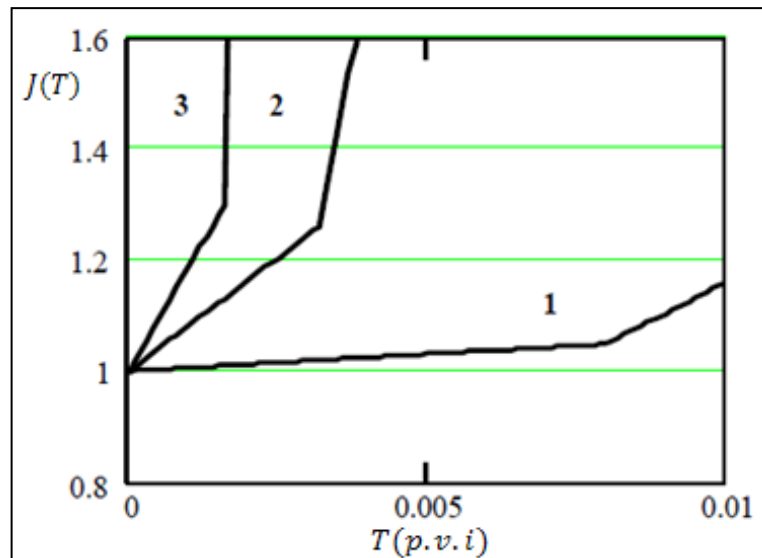


Figura 3.2 Aumento da Impedância, durante filtração profunda e formação do reboco externo, para diferentes coeficientes de filtração e de dano à formação, e permeabilidade do reboco.

(Fonte: Da Silva *et al.*, 2005)

Furtado *et al.* (2007) compararam os resultados de três diferentes modelos da perda de injetividade (modelo fenomenológico, modelo empírico e o simulador “Reveal”) usando os dados de histórico de um poço injetor previamente reportado como referência. Todos os modelos apresentados geraram a mesma curva da perda de injetividade; e isto não é difícil de acontecer, pois os parâmetros de ajuste foram mudados. Neste caso, o desafio seria como medir os parâmetros para obtenção de uma correta curva da perda de injetividade.

Nunes (2007) desenvolveu um modelo matemático simples para previsão da injetividade em poços canhoneados, analisou um dos programas disponíveis na literatura (*software* SPIN) e comparou com dados reais de campo do Brasil, Golfo do México e do Equador. Além disso, desenvolveu uma metodologia para determinar a fração crítica de porosidade e introduziu o conceito de raio equivalente, permitindo utilizar o modelo radial de poço aberto para descrever o dano na injetividade em poços canhoneados e, então, ajudar na escolha do melhor método de estimulação dos poços e da quantidade ideal de recursos para a sua remoção.

3.1 Modelagem da Perda de Injetividade

A modelagem da perda de injetividade foi aplicada para diferentes geometrias de escoamento. Para estudar os testes laboratoriais, é adequado utilizar as equações em coordenadas cartesianas, pois neste caso o fluxo é linear. Por outro lado, o fluxo (do poço para o reservatório) é radial, durante o processo de injeção de água para poços abertos, e para poços canhoneados, o fluxo tem simetria elíptica nas proximidades do canhoneio (ver Figura 3.1).

3.1.1 Estudo Laboratorial

Nos testes laboratoriais, a modelagem clássica da perda de injetividade permite estimar os coeficientes do modelo a partir da medição da concentração das partículas em suspensão na saída da amostra (testemunho) e a partir das medidas dos diferenciais de pressão entre a entrada e saída do testemunho. Esse modelo considera o dano causado à formação em duas fases: filtração profunda e formação do reboco externo, conforme Figura 3.3.

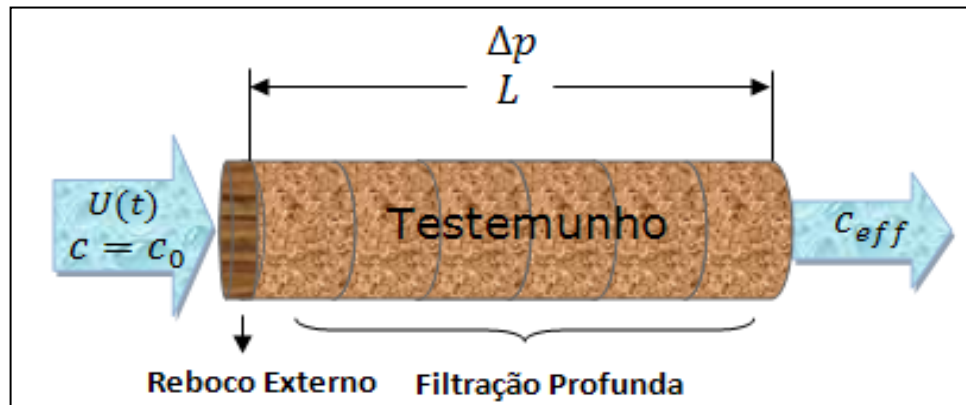


Figura 3.3 Representação esquemática do experimento laboratorial.

a) Filtração Profunda para Fluxo Linear

As equações adimensionais básicas do modelo são as de balanço de massa das partículas dispersas e retidas (Equação (8)), da cinética de captura de partículas (Equação (9)) e da forma modificada da lei de Darcy (Equação (10)):

$$\frac{\partial c}{\partial T} + \frac{\partial c}{\partial X} = -\frac{1}{\phi} \frac{\partial \sigma}{\partial T} \quad (8)$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial T} = \lambda L \phi c \quad (9)$$

$$U = -\frac{k_0 k(\sigma)}{\mu L} \frac{\partial p}{\partial X} \quad (10)$$

onde $X = \frac{x}{L}$ e $T = \frac{Ut}{\phi L}$ são a distância e o tempo adimensionais do sistema, respectivamente.

No Apêndice A estão descritas as equações da modelagem da perda de injetividade para testes laboratoriais, considerando o processo por filtração profunda.

A condição inicial do sistema assume ausência de partículas no meio poroso (testemunho) antes da injeção de água, e a condição de contorno corresponde à injeção do fluido a uma determinada concentração de partículas em suspensão, aplicada na entrada do testemunho:

$$T = 0: c = \sigma = 0 \quad (11)$$

$$X = 0: c = c_0 \quad (12)$$

Considerando as condições inicial (11) e de contorno (12), a solução do sistema (8)-(9) pode ser obtida aplicando o método das características:

$$c(X, T) = \begin{cases} c_0 e^{-\lambda L X}; & \text{se } T \geq X \\ 0; & \text{se } T < X \end{cases} \quad (13)$$

$$\sigma(X, T) = \begin{cases} \lambda L \phi c_0 (T - X) e^{-\lambda L X}; & \text{se } T \geq X \\ 0; & \text{se } T < X \end{cases} \quad (14)$$

Integrando o gradiente de pressão da Equação (10), substituindo as equações (6) e (14) no resultado e utilizando a definição da Equação (2), obtemos as expressões para a impedância $J(T)$ para $T \geq 1$ (Equação (15)) e para $T < 1$ (Equação (16)) em testes laboratoriais:

$$J(T) = 1 + \beta \phi c_0 \left(T (1 - e^{-\lambda L}) + e^{-\lambda L} + \frac{e^{-\lambda L} - 1}{\lambda L} \right), \text{ se } T \geq 1 \quad (15)$$

$$J(T) = 1 + \beta \phi c_0 \left(T (1 - e^{-\lambda L T}) + T e^{-\lambda L T} + \frac{e^{-\lambda L T} - 1}{\lambda L} \right), \text{ se } T < 1 \quad (16)$$

Além disso, combinando a equação de Darcy com a definição da Equação (2), obtém-se a impedância para o caso linear:

$$J(T) = \frac{k_0}{k_{eq}(T)} = \frac{k_0 \Delta p(T)}{\mu L U(T)} \quad (17)$$

onde $\Delta p(T)$ (variação de pressão entre a entrada e saída do testemunho) e $U(T)$ são medidos e então $J(T)$ é calculada.

As equações (15) e (16) mostram que a perda de injetividade ou o aumento da impedância durante a filtração profunda depende de λ e β .

b) Formação do Reboco Externo para Fluxo Linear

A formação do reboco externo se inicia no tempo de transição, a partir do qual não ocorre mais o fenômeno de filtração profunda. Após o tempo de transição, as partículas se acumulam externamente ao meio poroso, formando o reboco externo.

As propriedades do reboco dependem fortemente das características das partículas injetadas (tamanho, forma e empacotamento, por exemplo).

Quando a suspensão contém partículas de tamanhos diferentes, as partículas maiores começam a formar o reboco e as partículas menores podem ser transportadas e eventualmente capturadas no interior do reboco formado pelas partículas maiores. Simultaneamente, pode ocorrer a compactação do reboco devido ao efeito da força de arraste causada pelo fluxo da suspensão através do reboco (Nunes, 2007). Consequentemente, ocorrem variações da porosidade, da permeabilidade e da espessura do reboco, afetando o comportamento do processo de filtração (Santos, 2005).

Em geral, as partículas que compõem o reboco são grandes em relação aos poros. Entretanto, os poros formados no interior do reboco são relativamente pequenos comparados com os poros da rocha. Desse modo, a permeabilidade do reboco é muito pequena e, na maioria dos casos, o reboco torna-se responsável por um acentuado aumento na taxa de crescimento da impedância. Ou seja, após a formação do reboco externo, a impedância aumenta mais rapidamente, conforme mostrado na Figura 3.4. Note que após o tempo de transição, ocorre uma mudança na taxa de aumento da impedância.

No Apêndice B estão descritas as equações da injetividade durante a filtração externa.

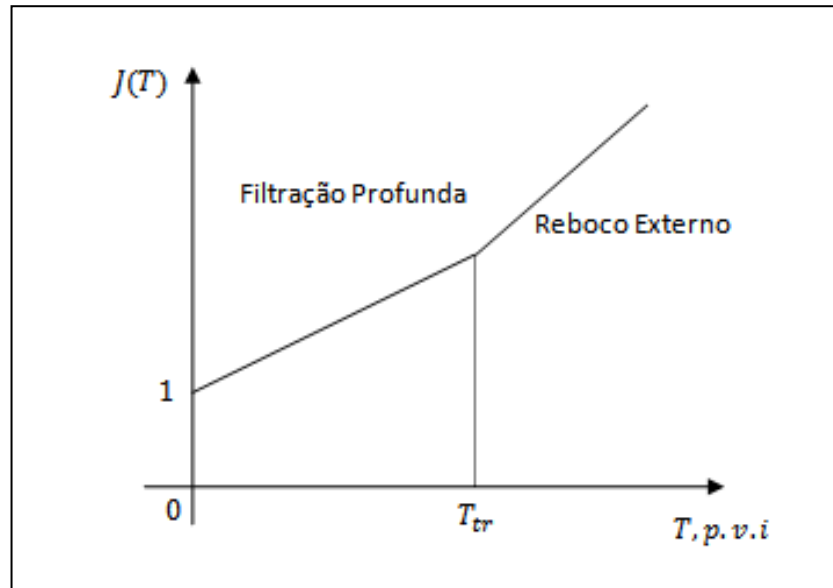


Figura 3.4 Comportamento da curva da impedância.

3.1.2 Estudo de Campo: Poços Abertos e Poços Canhoneados

3.1.2.1 Fluxo Radial: Poços Abertos

A modelagem da injetividade para poços abertos é definida pelas equações do modelo radial. O modelo radial para fluxo das águas em meios porosos prevê o perfil de concentração das partículas retidas nas áreas próximas aos poços injetores e prevê a perda de injetividade para poços abertos e para poços canhoneados (nas regiões longe dos canhoneios).

De acordo com Bedrikovetsky *et al.* (2001), a solução analítica para fluxo radial, durante as fases de filtração profunda e do reboco externo, permite determinar os parâmetros do modelo (λ e β) através da resolução dos problemas inversos, utilizando o histórico de injetividade.

a) Filtração Profunda para Fluxo Radial

O modelo para fluxo radial possui um sistema de equações semelhante ao modelo de fluxo linear:

$$\frac{\partial c}{\partial T} + \frac{\partial c}{\partial X} = -\frac{1}{\phi} \frac{\partial \sigma}{\partial T} \quad (18)$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial T} = \frac{R\phi}{2\sqrt{X}} \lambda c \quad (19)$$

$$\frac{Q}{4\pi XL} = -\frac{k_0 k(\sigma)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial X} \quad (20)$$

onde $X = \left(\frac{r}{R}\right)^2$ e $T = \frac{Q}{\pi R^2 \phi L} t$, r é a coordenada radial, R é o raio de contorno (metade da distância entre o poço injetor e o produtor), Q é a taxa de injeção, L é a espessura do reservatório (para poço aberto).

No Apêndice C estão descritas todas as equações do processo da filtração profunda para fluxo radial.

Assumindo que não haja partículas no interior do meio poroso (reservatório) em $T = 0$; e que uma concentração (c_0) é injetada em $r = r_w$ (ou seja, $X_w = \left(\frac{r_w}{R}\right)^2$), a solução do sistema (18)-(19), é dada por (ver Apêndice C):

$$c(X, T) = \begin{cases} c_0 e^{-\lambda R(\sqrt{X} - \sqrt{X_w})}; & \text{se } T \geq X - X_w \\ 0; & \text{se } T < X - X_w \end{cases} \quad (21)$$

$$\sigma(X, T) = \begin{cases} \frac{R\phi}{2\sqrt{X}} \lambda c_0 e^{-\lambda R(\sqrt{X} - \sqrt{X_w})} (T - X + X_w); & \text{se } T \geq X - X_w \\ 0; & \text{se } T < X - X_w \end{cases} \quad (22)$$

Integrando o gradiente de pressão dado na Equação (20), segue que:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{2\pi L k_0} \int_r^R \frac{1}{r k(\sigma)} dr \quad (23)$$

Substituindo a Equação (22) na Equação (23), a impedância $J(T)$ é dada por:

$$J(T) = 1 - \frac{\beta}{\ln X_w} \lambda \phi R c_0 e^{\lambda R \sqrt{X_w}} \left\{ (T + X_w) \left(-\frac{e^{-\lambda R \sqrt{T+X_w}}}{\sqrt{T+X_w}} + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\sqrt{X_w}} - \lambda R \int_{\lambda R \sqrt{X_w}}^{\lambda R \sqrt{T+X_w}} \frac{e^{-z}}{z} dz \right) + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{T+X_w}}}{\lambda R} - \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\lambda R} \right\} \quad (24)$$

$$J(T) = 1 - \frac{\beta}{\ln X_w} \lambda \phi R c_0 e^{\lambda R \sqrt{X_w}} \left\{ (T + X_w) \left(-e^{-\lambda R} + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\sqrt{X_w}} - \lambda R \int_{\lambda R \sqrt{X_w}}^{\lambda R} \frac{e^{-z}}{z} dz \right) + \frac{e^{-\lambda R}}{\lambda R} - \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\lambda R} \right\} \quad (25)$$

onde: $\int_{\lambda R \sqrt{X_w}}^{\lambda R \sqrt{T+X_w}} \frac{e^{-z}}{z} dz$ e $\int_{\lambda R \sqrt{X_w}}^{\lambda R} \frac{e^{-z}}{z} dz$ são funções erro.

Se $T < 1 - X_w$ obtém-se a Equação (24) e para $T \geq 1 - X_w$, obtém-se a Equação (25). A impedância é uma função linear de T somente para $T \geq 1 - X_w$ (Equação (25)).

No Apêndice C estão descritas as equações para determinar a perda de injetividade para tempos maiores do que o tempo de transição, ou seja, durante a formação do reboco externo.

3.1.2.2 Poços Canhoneados

A maioria dos poços de petróleo é canhoneado, tornando-se essencial prever a injetividade para este caso. A partir da modelagem desenvolvida por Pang e Sharma (1995), um simulador para o cálculo da perda de injetividade (ou da impedância) em poços canhoneados foi desenvolvido e aplicado na previsão da queda de injetividade, a partir do ajuste de histórico para diferentes poços injetores de água.

A descrição do fluxo em poços canhoneados é apresentada no Apêndice D. Conforme já mencionado, o fluxo (do poço para o reservatório), nas regiões próximas ao canhoneio, apresenta simetria elíptica ao redor do eixo do canhoneio. Além disso, as linhas de isopressão distantes do canhoneio podem ser aproximadas por circunferências concêntricas, conforme Figura 3.5. Portanto, nessas regiões o fluxo é radial.

Pang e Sharma (1995) desenvolveram um modelo para previsão da injetividade em poços canhoneados desconsiderando o dano na região radial.

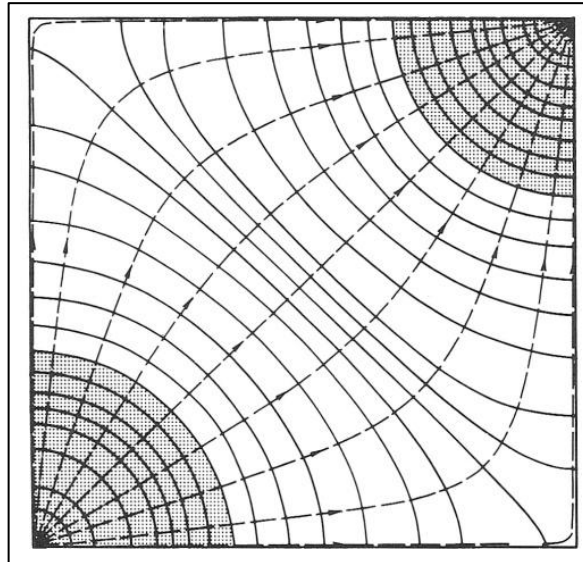


Figura 3.5 Linhas equipotenciais (isopressão) e de corrente no esquema de malhas de injeção.

(Fonte: Willhite, 2004)

No caso da modelagem da perda de injetividade nas proximidades dos canhoneiros, considera-se que (Pang e Sharma, 1995): (a) um “canhoneio” é representado pela metade de um elipsóide, em que r_p e L_p são o raio e o comprimento do canhoneio, respectivamente. As demais camadas são representadas por r_1, r_2, \dots, r_{nc} e L_1, L_2, \dots, L_{nc} , conforme Figura 3.6, onde nc é o número total de camadas discretizadas; (b) o escoamento é radial no plano $z=0$; (c) a zona danificada tem geometria elipsoidal.

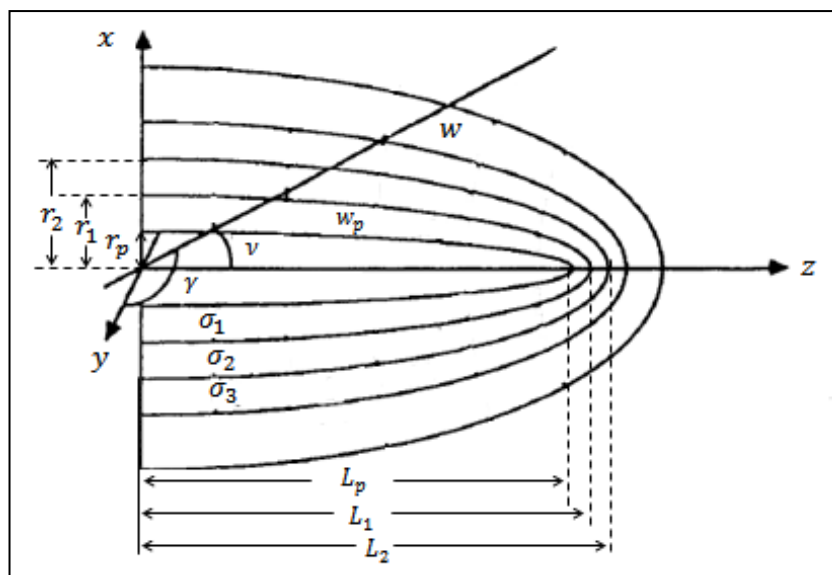


Figura 3.6 Discretização do espaço em torno do canhoneio.

A vazão de injeção através de um canhoneio (Schechter, 1992) é determinada por:

$$q_p = \frac{Q}{N_p h} = \frac{2\pi k_{eq} H_p}{\mu} \left[\frac{\Delta p}{\ln \left(\frac{\xi_p + 1}{\xi_p - 1} \right)} \right] \quad (26)$$

onde Q é a vazão total, Δp é o diferencial de pressão, h é a altura da zona canhoneada, N_p é o número de canhoneios por unidade de comprimento, H é o foco. Na Figura 3.6, cada valor de w caracteriza uma elipsóide e ν e γ são os ângulos nos planos $x-y$ e $y-z$, respectivamente. Além disso,

$$\xi_p = \exp(w_p) \quad (27), \quad \tanh(w_p) = \frac{r_p}{L_p} \quad (28) \quad \text{e} \quad H_p = \frac{r_p}{\sinh(w_p)} \quad (29).$$

A Equação (26) pode ser usada para derivar as equações de injetividade, durante a filtração profunda e durante a formação do reboco externo para poços canhoneados. As equações da injetividade para poços canhoneados, desconsiderando o dano na região de fluxo radial, estão descritas no Apêndice E.

Sabendo-se que o escoamento é radial ao redor do eixo do canhoneio, então a distribuição da permeabilidade no plano $z=0$ (ver Figura 3.6) pode ser obtida substituindo a solução (E-2) na Equação (A-4) (função dano de formação) e a partir da Equação (26), a impedância para poços canhoneados pode ser determinada.

Discretizando a distribuição da permeabilidade em torno do eixo do canhoneio para várias camadas a partir da Equação (26), obtemos a seguinte expressão (ver Apêndice E):

$$q_p = -\frac{2\pi k_{eq} H}{\mu} \sinh(w) \frac{\partial p}{\partial w} \quad (30)$$

Integrando-se a Equação (30), encontra-se a queda de pressão em cada camada “discretizada”:

$$\Delta p_i(t) = \int_{w_i}^{w_{i+1}} \frac{\partial p}{\partial w} dw = -\frac{q_p \mu}{2\pi H} \int_{w_i}^{w_{i+1}} \frac{1}{k_i} \frac{1}{\sinh w} dw \quad (31)$$

Sabendo que para $t = 0, k_{eq} = k_0$, a solução da Equação (31) é:

$$\Delta p_i(t) = \frac{\mu q_p}{2\pi k_i H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{i+1}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_i}{2}\right)} \right] \quad (32)$$

$$\Delta p_p(t=0) = \frac{\mu q_p}{2\pi k_0 H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{nc}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_p}{2}\right)} \right] \quad (33)$$

onde: k_i é a permeabilidade de cada camada ao redor do canhoneio (dada pela Equação (6)), $i = 0, 1, \dots, nc$ e $\sigma_i(r_{p_i})$ depende do raio correspondente para cada camada em torno do canhoneio.

A Equação (32) mostra a queda de pressão em cada camada “discretizada” para um determinado tempo, sendo assim, $\Delta p_p(t) = \sum \Delta p_i(t)$. A Equação (33) mostra a queda total de pressão nas camadas discretizadas para $t = 0$, onde $k_{eq} = k_0$.

Assim, considerando as hipóteses (a), (b) e (c) definidas anteriormente, substituindo as Equações (32) e (33) na definição da Equação (2), encontramos a expressão da impedância para poços canhoneados:

$$J(t) = \frac{\sum_{i=0}^{nc-1} \frac{1}{k_i H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{i+1}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_i}{2}\right)} \right] + \frac{1}{4r_{nc}} \ln \left(\frac{R}{L_{nc}} \right)^2}{\frac{1}{H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{nc}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_0}{2}\right)} \right] + \frac{1}{4r_{nc}} \ln \left(\frac{R}{L_{nc}} \right)^2} \quad (34)$$

onde: R é o raio de contorno, L_{nc} é o comprimento da última camada discretizada do canhoneio, nc é o número total de camadas discretizadas. Além disso, r_{nc} é a coordenada radial do elipsóide no plano $z = 0$.

$$\xi_i = \exp(w_i) \quad (35)$$

$$\tanh(w_i) = \frac{r_i}{L_i} \quad (36)$$

$$H_i = \frac{r_i}{\sinh(w_i)} \quad (37)$$

$$r_i = r_p + (i-1)dr \quad (38)$$

$$L_i = L_p + (i-1)dr \quad (39)$$

Note que na Equação (34) não foi considerado o dano à formação na região de fluxo radial (longe dos canhoneios).

Após o tempo de transição ocorre somente a filtração externa, com o crescimento da espessura do reboco externo (h_c). Para $L_p \gg r_p > h_c$, a impedância durante a filtração externa no canhoneio é dada por (Pang e Sharma, 1995):

$$J_c(t) = J(t_{tr}) \left[1 + \frac{k_{tr}}{k_c} \left\{ \frac{\ln \left(1 + \frac{2L_p}{r_p - h_c(t)} \right)}{\ln \left(1 + \frac{2L_p}{r_p} \right)} - 1 \right\} \right], \quad t > t_{tr} \quad (40)$$

onde k_{tr} é a permeabilidade média no tempo de transição e k_c é a permeabilidade do reboco.

$$h_c(t) \approx \frac{c_0}{GN_p} \int_{t_{tr}}^t Q(t) dt \quad (41) \quad \text{e} \quad G = (1 - \phi_c) \frac{2}{3} \pi r_p L_p \left(2 + \frac{r_p}{L_p} \right) \quad (42).$$

CAPÍTULO IV

Metodologia Proposta

4. Metodologia Proposta

Um simulador para o cálculo da impedância $J(T)$ em poços canhoneados, baseado na modelagem descrita anteriormente, foi desenvolvido e aplicado para a previsão da perda de injetividade, a partir do ajuste de histórico para vários poços injetores de água. Este foi desenvolvido a partir do emprego de soluções analíticas e aproximadas para o processo de filtração profunda e reboco externo descritas no Capítulo 3 e Apêndices C, D e E.

Inicialmente foi estudada a influência da discretização dos perfis de concentração de partículas retidas na previsão da impedância. Esse procedimento foi aplicado para as geometrias radial e, principalmente, para a geometria elipsoidal (poços canhoneados), onde soluções aproximadas foram empregadas.

O cálculo da impedância foi desenvolvido considerando a simetria elíptica nas regiões em torno dos canhoneios e a simetria radial longe dos canhoneios (conforme Figuras 2.7, 3.5 e 3.6).

As soluções para a impedância desconsiderando o dano na região radial foram obtidas por Pang e Sharma (1995). Neste trabalho, foram obtidas soluções para a impedância considerando o dano na região de fluxo radial.

4.1 Simulação da Perda de Injetividade

A simulação para previsão da perda de injetividade é determinada a partir dos seguintes dados de entrada: (a) propriedades do poço e do reservatório (altura da zona canhoneada, densidade, raio e comprimento dos canhoneios, permeabilidade e porosidade do reservatório, por exemplo); (b) parâmetros de filtração interna (coeficientes de filtração e de dano à formação); (c) propriedades da suspensão injetada (concentração e tamanho das partículas); e (d) propriedades do reboco (permeabilidade e porosidade). As propriedades do poço, do reservatório e das partículas injetadas são geralmente conhecidas, enquanto os outros parâmetros podem ser determinados através da análise do histórico da injetividade de poços injetores ou através de testes laboratoriais de filtração.

Os parâmetros de ajuste do modelo foram estimados a partir do histórico de vários poços injetores de água. O coeficiente de dano à formação (β) foi determinado a partir da correlação $\beta(\lambda)$ (Da Silva, 2005):

$$\beta(\lambda) = 95 \times \alpha^{-0,41} \quad (43)$$

onde $\alpha = \frac{t_{tr} \lambda c_0 q_p}{2\phi\pi r_p h}$, que depende do coeficiente de filtração λ e do tempo de transição t_{tr} .

A Figura 4.1 apresenta o diagrama de fluxo que mostra as etapas da modelagem da perda de injetividade. Inicialmente, são inseridos os dados de entrada (conforme descrito anteriormente), em seguida, ajustamos o coeficiente de filtração e calculamos o coeficiente de dano à formação, através da correlação $\beta(\lambda)$. Esse ajuste foi obtido através do método dos mínimos quadrados. As equações da modelagem com as geometrias elíptica e radial e a função dano de formação também são inseridas, para então calcularmos a impedância e analisarmos a partir dos dados de campo a previsão da perda de injetividade dos poços canhoneados.

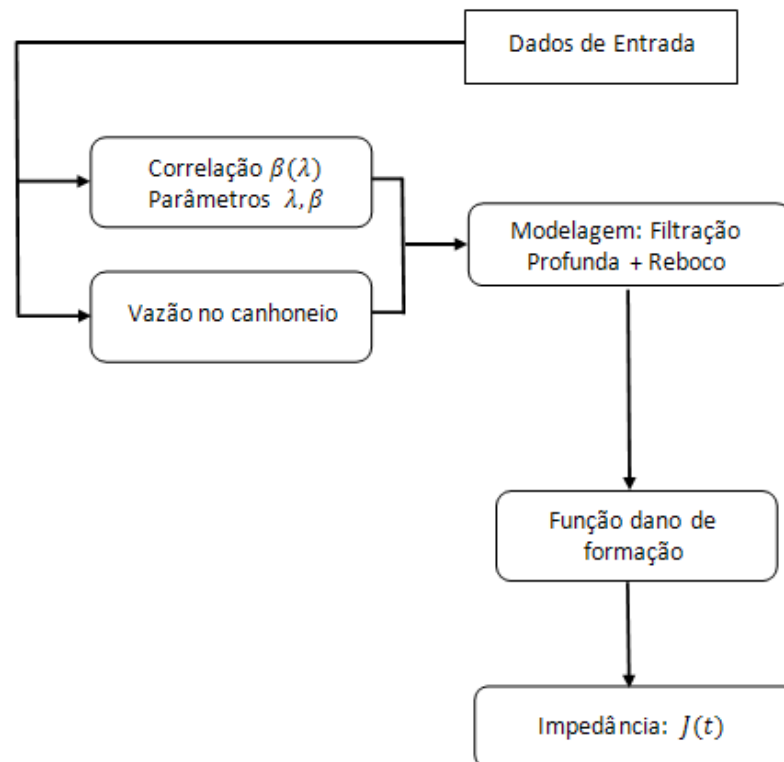


Figura 4.1 Diagrama de fluxo das etapas do simulador.

4.2 Modelagem da Injetividade com Dano na Região Radial

A injetividade foi calculada considerando que as partículas retidas ao longo do reservatório afetam a permeabilidade local, conforme proposto por Pang e Sharma (1994) (Equação (6)).

Substituindo a Equação (22) na Equação (20) e considerando a Equação (6), obtemos a impedância J_r para a geometria radial para $T^r \geq 1 - X_w^r$:

$$J_r(T^r) = 1 - \frac{\beta}{\ln(X_w^r)} \lambda \phi R c_0^r e^{\lambda R \sqrt{X_w^r}} (T^r + X_w^r) \left\{ \left(-e^{-\lambda R} + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w^r}}}{\sqrt{X_w^r}} - \lambda R \int_{\lambda R \sqrt{X_w^r}}^{\lambda R} \frac{e^{-z}}{z} dz \right) + \frac{e^{-\lambda R}}{\lambda R} - \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w^r}}}{\lambda R} \right\} \quad (44)$$

onde c_0^r é a concentração de partículas em suspensão na “entrada” da região radial,

$$X_w^r = \left(\frac{L_{nc}}{R} \right)^2 \text{ e } T^r = \frac{q_p}{\pi \phi R^2 2r_{nc}} t.$$

Da mesma forma, considerando que o escoamento é aproximadamente radial em torno do canhoneio no plano $z = 0$ (ver Figura 3.6), as concentrações das partículas suspensas e retidas podem ser calculadas a partir das Equações (E-1) e (E-2):

$$c_0^r(r, t) = c_0 e^{-\lambda(r_{nc} - r_p)}, \quad \frac{q_p}{2\pi \phi r_{nc}} t \geq r^2 - L_{nc}^2 \quad (45)$$

$$\sigma^r(r, t) = \frac{\lambda \phi}{2r} c_0^r e^{-\lambda(r^r - L_{nc})} \left(\frac{q_p}{\pi \phi 2r_{nc}} t - r^2 + L_{nc}^2 \right), \quad \frac{q_p}{2\pi \phi r_{nc}} t \geq r^2 - L_{nc}^2 \quad (46)$$

Considerando as hipóteses definidas na seção 3.1.2.2, reescrevendo a expressão da vazão de injeção através de um canhoneio (Equação (26)) e considerando a discretização proposta na Figura 3.6, podemos determinar a impedância na região canhoneada. Além disso, o dano na região de fluxo radial (longe do canhoneio, ver Figura 3.5) também deve ser considerado.

Dessa forma, combinando as impedâncias das regiões de fluxo com simetrias elíptica e radial, obtemos:

$$J(T) = \frac{\frac{1}{H} \sum_{i=0}^{nc-1} \frac{1}{k_i} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{i+1}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_i}{2}\right)} \right] + \frac{1}{2\Delta h} \left[\int_{L_{nc}}^R \frac{1}{r k^r(\sigma)} dr \right]}{\frac{1}{H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{nc}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_p}{2}\right)} \right] + \frac{1}{2\Delta h} \left[\int_{L_{nc}}^R \frac{1}{r} dr \right]} \quad (47)$$

onde k^r é a função dano na região radial, $\Delta h = 2r_{nc}$ corresponde a distância entre dois canhoneios adjacentes, H (foco) define a forma geral da superfície elíptica e nc é o número total de camadas discretizadas na região canhoneada.

Neste trabalho, a impedância em poços canhoneados foi avaliada em dois casos particulares:

Caso 1: sem dano na região radial, ou seja, $k^r(\sigma) = k_0$ (conforme proposto por Pang e Sharma, 1995 – ver seção 3.1.2.2). A função dano na região próxima ao canhoneio é determinada a partir da Equação (6). Neste caso, a impedância é dada pela Equação (34) (ver seção 3.1.2.2).

Caso 2: com dano na região radial. Neste caso, considera-se que a função dano é dada pela Equação (6) ao longo de todo o reservatório. Assim, a solução da Equação (47) é dada por:

$$J(t) = \frac{\sum_{i=0}^{nc-1} \frac{1}{k_i H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{i+1}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_i}{2}\right)} \right] + \frac{1}{4r_{nc}} \ln \left(\frac{R}{L_{nc}} \right)^2 \left[1 - \frac{\beta}{\ln \left(\frac{L_{nc}}{R} \right)^2} \lambda \phi c_0 e^{-\lambda(r_{nc}-r_p)} e^{\lambda L_{nc}} \{A\} \right]}{\frac{1}{H} \ln \left[\frac{\tanh\left(\frac{w_{nc}}{2}\right)}{\tanh\left(\frac{w_p}{2}\right)} \right] + \frac{1}{4r_{nc}} \ln \left(\frac{R}{L_{nc}} \right)^2} \quad (48)$$

onde:

$$A = \left(\frac{q_p}{2\pi r_{nc} \phi} t + L_{nc}^2 \right) \left(\frac{-e^{-\lambda R}}{R} + \frac{e^{-\lambda L_{nc}}}{L_{nc}} - \lambda \int_{\lambda L_{nc}}^{\lambda R} \frac{e^{-z}}{z} dz \right) + \frac{e^{-\lambda R}}{\lambda} - \frac{e^{-\lambda L_{nc}}}{\lambda}$$

A perda de injetividade, após o tempo de transição, ocorre somente devido à filtração externa, com o crescimento da espessura do reboco (h_c). Considerando que o reboco externo também assume uma geometria elipsoidal, segue que:

$$r_c(t) = r_p - h_c(t) \quad (49)$$

$$L_c(t) = L_p - h_c(t) \quad (50)$$

$$H_c(t) = \sqrt{L_c^2(t) - r_c^2(t)} \quad (51)$$

$$w_c(t) = \tanh^{-1} \left(\frac{r_c(t)}{L_c(t)} \right) \quad (52)$$

onde: r_c e L_c definem a geometria do reboco. Além disso, $H_c(t)$ e $w_c(t)$ são o foco e a coordenada w do elipsóide que corresponde a superfície do reboco no tempo t .

A espessura do reboco $h_c(t)$ pode ser determinada através do balanço de massa, que resulta em:

$$q_p c_0 (t - t_{tr}) = (1 - \phi_c) \frac{2}{3} \pi \left[r_p^2 L_p - (r_c(t))^2 L_c(t) \right] \quad (53)$$

Na Equação (53), o primeiro termo representa o volume de sólidos injetado e o segundo termo representa o volume de sólidos acumulado no reboco externo. Assim, substituindo as Equações (49) e (50) na Equação (53), determina-se $h_c(t)$.

Discretizando o tempo e incluindo o efeito do reboco externo na impedância da Equação (48), segue que:

$$J_c(t) = J(t_{tr}) + \frac{\frac{1}{k_c} \sum_{i=t_{tr}}^{i_{máx}} \frac{1}{H_c(i)} \ln \left[\frac{\tanh \left(\frac{w_c(i)}{2} \right)}{\tanh \left(\frac{w_c(i+1)}{2} \right)} \right]}{\frac{1}{H} \ln \left[\frac{\tanh \left(\frac{w_{nc}}{2} \right)}{\tanh \left(\frac{w_p}{2} \right)} \right] + \frac{1}{4r_{nc}} \left(\ln \left(\frac{R}{L_{nc}} \right)^2 \right)}, t > t_{tr} \quad (54)$$

onde $i = t_{tr}, t_{tr} + \Delta t, t_{tr} + 2\Delta t, \dots, t$. Além disso, H_c e w_c são dados pelas Equações (51) e (52), respectivamente.

A permeabilidade do reboco pode ser estimada pelas correlações de Kozeny-Carman (Lake, 1989):

$$k \cong \frac{r_s^2}{72\tau} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (55)$$

onde τ é a tortuosidade, uma propriedade média básica permeável que varia entre 1 e 10 ($1 < \tau < 10$).

e Blake-Kozeny (Pang e Sharma, 1995):

$$k \cong \frac{r_s^2}{150} \frac{\phi^3}{(1-\phi^2)} \quad (56)$$

CAPÍTULO V

Resultados e Discussões

5. Resultados e discussões

Nesta seção, serão apresentados os resultados e discussões referentes à influência da discretização das geometrias radial e elíptica, ao efeito do dano à formação na região radial no comportamento da impedância para os dois casos apresentados na seção 4.2, a previsão e o ajuste da perda de injetividade de poços injetores canhoneados, e, por fim, à análise de sensibilidade relacionada à geometria do canhoneio.

5.1 Influência da discretização do perfil de retenção na Impedância

A influência da discretização do perfil de retenção da impedância foi estudada para os casos radial e, principalmente, para geometria elíptica, pois neste caso foram empregadas soluções aproximadas. Para o caso dos poços canhoneados, a discretização foi feita em camadas elipsoidais em torno do canhoneio, onde para cada camada a retenção foi obtida através da modelagem clássica do transporte e retenção de partículas em meios porosos. Através da equação de Darcy modificada (Equação (C-3)) e relacionando as expressões da impedância (Equação (2)) e da permeabilidade equivalente (Equação (7)), encontra-se a impedância discretizada para o fluxo radial.

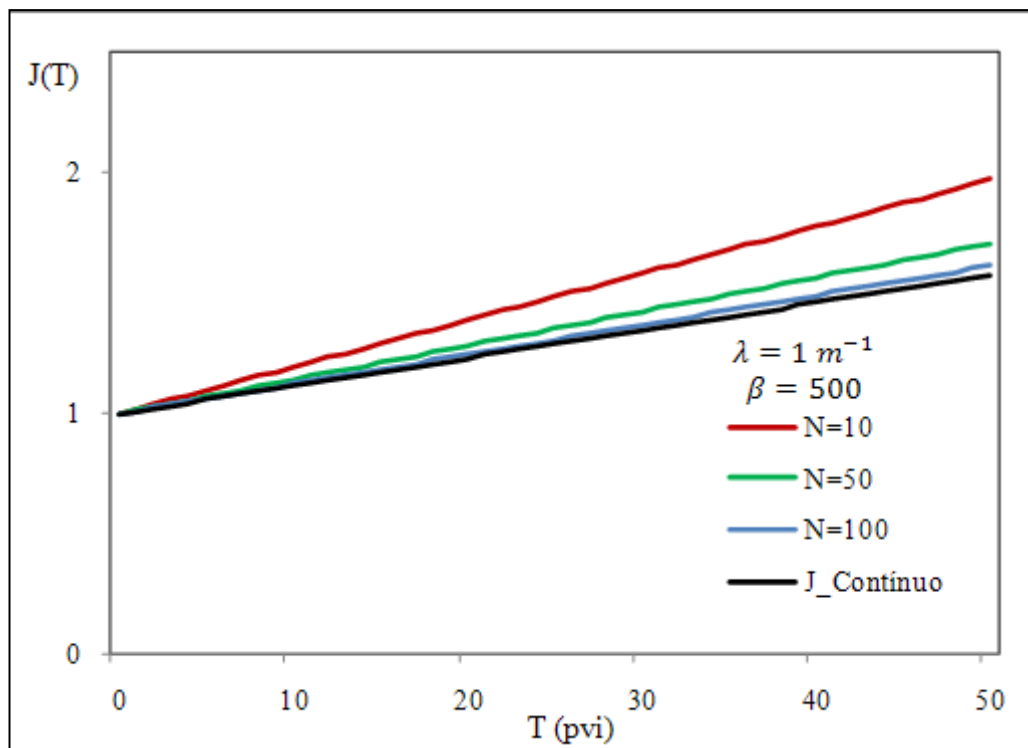
$$J(t) = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} \frac{1}{k(\sigma_i)} \ln\left(\frac{r_{i+1}}{r_i}\right) + \ln\left(\frac{R}{r_N}\right)}{\ln\left(\frac{R}{r_w}\right)} \quad (57)$$

onde N representa o número de camadas no qual o meio poroso foi discretizado, r_i é o raio de cada camada, $k(\sigma_i)$ é definido pela Equação (6) e r_w é o raio do poço.

A previsão da impedância para o caso radial pode ser observada na Figura 5.1 e os dados de entrada, representativos de ajustes de histórico de dados reais de campo, estão na Tabela 5.1. Neste caso, a impedância discretizada (Equação (57)) foi comparada com a impedância contínua (Equação (25)) e os parâmetros de ajuste foram $\lambda=1 \text{ m}^{-1}$ e $\beta=500$.

Tabela 5.1 Dados iniciais de poços abertos.

Dados de entrada	Valor
Porosidade	0,22
Permeabilidade (mD)	40
Raio do poço (m)	0,1
Raio de contorno (m)	200
Taxa de injeção (m ³ /dia)	1360
Concentração injetada (ppm)	1
Tempo adimensional (pvi)	0-50
Coefficiente de filtração (m ⁻¹)	1-1000
Coefficiente de dano à formação	100-500

**Figura 5.1 Comparação da Impedância das soluções contínua e discreta para poços abertos.**

Como esperado, quanto mais discretizado o meio poroso (maior N), mais a solução discretizada se aproxima da solução contínua. Para o caso radial, onde o reservatório foi discretizado em 100 partes iguais até um raio de 2 m e em outras 100 partes iguais até o raio de contorno (200 m), obteve-se uma solução discretizada bem próxima da solução contínua (linha preta). Neste caso, a discretização na região próxima ao poço foi refinada, visto que esta é a região onde ocorre o maior dano à formação.

A comparação da solução discretizada (Equação (57)) com a solução contínua (ver Equação 25) foi importante para análise das soluções, para a previsão da impedância em poços canhoneados (geometria elipsoidal).

Conforme já discutido, quanto maior a discretização, melhor é a estimativa encontrada a partir da Equação (34). Entretanto, a partir de um determinado nível ótimo de discretização, o ganho de precisão na estimativa para a impedância através da Equação (34) é praticamente desprezível. Para determinar o nível ótimo de discretização a ser aplicado na região canhoneada, consideramos diferentes valores de λ , β e nc (número de camadas discretizadas). A Figura 5.2 mostra a previsão da impedância considerando coeficientes de filtração $\lambda = 1 \text{ m}^{-1}$ e de dano à formação $\beta = 500$. O cálculo do erro (ver Equação (58)) foi aplicado para diferentes discretizações ($nc = 10, 20, 30, 40 \dots 1000$).

$$erro(\%) = \left| \frac{J_{nc} - J_{1000}}{J_{1000}} \right| \cdot 100 \quad (58)$$

Verificou-se que, considerando $nc = 40$, resultou num erro inferior a 0,3% em J (ver Equação (58)). É importante mencionar que, a partir de $nc = 1000$, não houve variação significativa em J ; ou seja, $J_{1000} \approx J_{2000} \approx J_{5000}$.

Além disso, para valores de λ entre 1 e 100 m^{-1} , foi observado que o número de camadas discretizadas igual a 40 ($nc = 40$) é uma boa estimativa a ser aplicada na região canhoneada. Para $\lambda = 100 \text{ m}^{-1}$ e $\beta = 500$, o erro foi menor que 6% para $nc = 40$. E para λ maior ou igual a 1000 ($\lambda \geq 1000$), o número de discretizações, para que a variação seja menor que 6%, deve ser maior que 300 ($nc > 300$). Neste trabalho, os valores de λ encontrados são menores do que 1 m^{-1} . Por isso, utilizaremos $nc = 40$ para o estudo da impedância (Equação (34)).

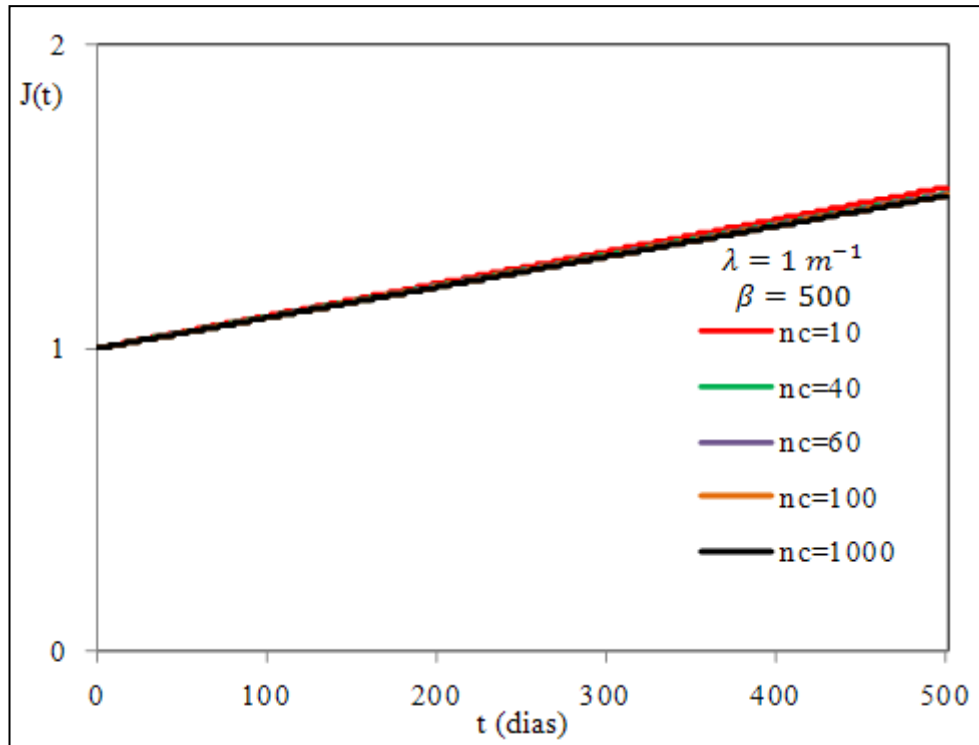


Figura 5.2 Gráfico da Impedância em função do tempo para poços canhoneados.

5.2 Tratamento de dados usando o simulador para injeção em poços canhoneados do Campo “X”

As simulações foram realizadas utilizando as propriedades do poço, do reservatório e da suspensão injetada, além dos históricos de injetividade. O reservatório estudado tem permeabilidade entre 35 e 45 mD, porosidade entre 20 e 24% e espessura de aproximadamente 15 m. No Campo “X”, os poços injetores são canhoneados com densidade de 4 jatos por pé e fase de canhoneio de 180 graus. O raio e o comprimento do canhoneio são 1,27 cm (0,5 polegada) e 50,8 cm (20 polegadas), respectivamente.

Os dados iniciais para os poços 01, 02 e 03 do Campo “X” estão na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 Dados de entrada para o Campo “X”.

Dados de Entrada	Nomenclatura	Unidade	Poço 1	Poço 2	Poço 3
Porosidade	ϕ		0,22	0,22	0,20
Permeabilidade da formação	k_0	mD	40	40	45
Altura da zona canhoneada	h	m	15	15	15
Raio do poço	r_w	m	0,11	0,11	0,12
Raio de contorno	R	m	250	250	250
Densidade de canhoneio	N_p	Jatos/pé	4	4	4
Fase do canhoneio	θ	graus	180	180	180
Raio do canhoneio	r_p	cm	1,27	1,27	1,27
Profundidade do canhoneio	L_p	cm	50,8	50,8	50,8
Taxa de injeção	Q	m ³ /dia	2000	2000	2000
Concentração de partículas	c_0	ppm	1	1	1
Tamanho das partículas em suspensão	r_s	μm	5	5	5

Os dados iniciais indicam que a permeabilidade é muito baixa (35-45 mD) e que a porosidade é relativamente alta (0,2-0,24). Provavelmente, a micro-estrutura da rocha é constituída de poros grandes e gargantas pequenas.

Considerando que o meio poroso pode ser descrito por uma rede cúbica de poros cilíndricos, pode-se estimar o raio médio do poro (r_{poro}) (Bedrikovetsky, 2002):

$$r_{poro} = 5 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (59)$$

Substituindo a permeabilidade e a porosidade do Campo “X” na expressão (59), obtemos $r_{poro} \cong 2,1 \mu\text{m}$. O tamanho das partículas injetadas ($r_s \cong 5 \mu\text{m}$) é da mesma ordem de grandeza do tamanho dos poros ($r_{poro} \cong 2,1 \mu\text{m}$) e, portanto, a exclusão pelo tamanho deve ser o mecanismo dominante na maioria dos casos.

As propriedades do reboco (porosidade e permeabilidade) podem ser obtidas por medidas diretas (medição em laboratório a partir de pequenas amostras de testemunhos, por exemplo), através da análise do histórico da injetividade ou por correlações empíricas. Em geral, a porosidade das partículas empacotadas varia entre 0,1 e 0,3, dependendo do tipo e distribuição do tamanho de partícula (Pang e Sharma, 1995).

Além disso, utilizando a equação de Blake-Kozeny (Pang e Sharma, 1995) e a partir do tamanho das partículas injetadas ($5 \mu m < r_s < 10 \mu m$) e também da porosidade do reboco ($0,1 < \phi_c < 0,3$) foi possível estimar a ordem de grandeza da permeabilidade do reboco:

$$5 mD < k_c \cong \frac{r_s^2}{150} \frac{\phi_c^3}{(1-\phi_c^2)} < 20 mD$$

onde k_c é a permeabilidade do reboco, r_s é o tamanho das partículas injetadas e ϕ_c é a porosidade do reboco.

A seguir, será analisado o efeito do dano à formação na região radial no comportamento da impedância para os dois casos apresentados na seção 4.2 (ver equações (34) e (48)) para os poços dos Campos “X” e “Y”, cujas propriedades serão apresentadas adiante.

5.2.1 Impedância para o Poço 1

As Figuras 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 mostram o histórico da impedância para o poço 1 entre os meses de novembro de 2002 ($t = 0s$, na Figura 5.3) a junho de 2005. Os dados de histórico foram ajustados considerando dois diferentes cenários: (a) filtração profunda mais reboco e (b) somente reboco. A linha tracejada corresponde à impedância considerando a filtração profunda somente nas vizinhanças dos canhoneios (conforme proposto por Pang e Sharma, 1995) e a linha contínua preta mostra o ajuste considerando a filtração profunda ao longo de todo o reservatório. Na Figura 5.3, está representado o aumento da impedância no poço antes da primeira intervenção (acidificação), e as Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 descrevem o aumento da impedância após diferentes intervenções. Para o primeiro intervalo, os valores dos parâmetros de ajuste foram $\lambda = 0,369 m^{-1}$ e $\beta = 823$. Estes valores ajustam, razoavelmente bem, o aumento da impedância considerando-se que houve filtração profunda antes da intervenção.

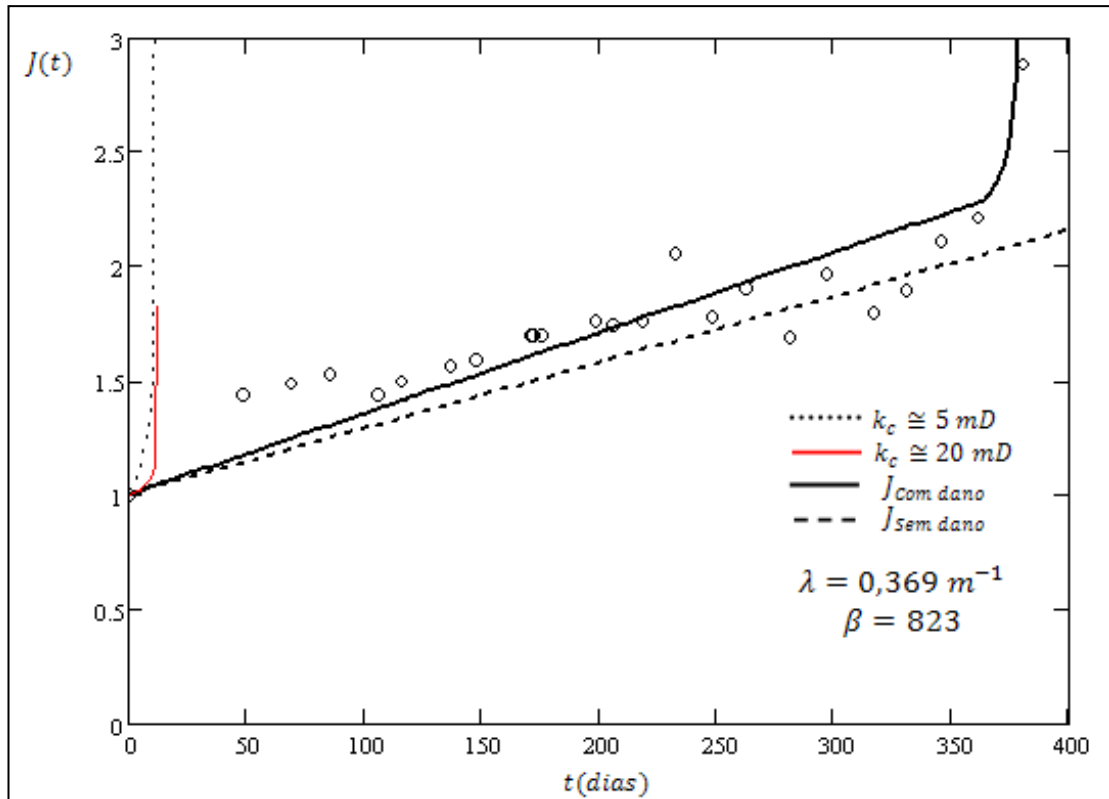


Figura 5.3 Ajuste da impedância para o poço 1, antes da primeira acidificação.

A mudança na taxa de aumento da impedância sugere o início da formação do reboco externo (ver linha contínua preta na Figura 5.3). Sendo assim, após o tempo de transição, que foi de aproximadamente 1 ano, ocorre somente formação do reboco externo. Assim, conclui-se que, neste caso, considerar filtração profunda ajusta bem os dados de campo, durante aproximadamente 1 ano e que, posteriormente, ocorre a formação de reboco externo. Neste caso, a permeabilidade do reboco estimada foi de $k_c \cong 5 \text{ mD}$.

Em razão da pequena dimensão dos canhoneiros (dados na tabela 5.2), o tempo necessário (após o tempo de transição) para o seu completo preenchimento é relativamente pequeno. O tempo para o completo preenchimento dos canhoneiros foi estimado a partir da seguinte fórmula:

$$t_{\text{preenchimento}} \cong \frac{\left(\frac{2}{3}\pi \times r_p^2 \times L_p\right) \times (1 - \phi_c)}{c_0 \times q_p} \quad (60)$$

onde: $t \times c_0 \times q_p$ é o volume de partículas injetadas e o segundo termo,

$\left(\frac{2}{3}\pi \times r_p^2 \times L_p\right) \times (1 - \phi_c)$, corresponde ao volume acumulado no interior do canhoneiro.

Substituindo os dados da tabela 5.2 na Equação (60), estimou-se o tempo de preenchimento dos canhoneios (após o tempo de transição), para o poço 1, que foi de aproximadamente 13 dias. Note que, após aproximadamente 13 dias (tempo de preenchimento dos canhoneios), a taxa de aumento da impedância é fortemente intensificada (ver linha contínua preta na Figura 5.3).

Com o preenchimento dos canhoneios a área aberta ao fluxo é muito reduzida e aliada à baixa permeabilidade do reboco ocasiona um aumento acentuado da taxa de crescimento da impedância.

Além disso, o ajuste dos dados da impedância para o poço 1, utilizando somente o modelo de reboco externo, não é satisfatório. A linha pontilhada preta e a linha contínua vermelha representam a impedância com permeabilidade do reboco igual a $k_c \cong 5 mD$ e $k_c \cong 20 mD$, respectivamente, conforme estimado pela equação de Blake-Kozeny (Equação 56). Neste caso, observa-se uma grande diferença entre a previsão da modelagem (considerando apenas o reboco externo) com os dados reais de campo (Figura 5.3).

Portanto, a modelagem, considerando somente a formação do reboco externo, não ajusta os dados de campo. Sendo assim, conclui-se que, neste caso, há filtração profunda durante aproximadamente 1 ano (ver Figura 5.3) e, posteriormente, ocorre a formação do reboco externo. Devido à baixa permeabilidade do reboco, após o tempo de transição (365 dias), a taxa de aumento da impedância é intensificada.

É importante salientar que, desconsiderar o dano na região radial (longe dos canhoneios) acarreta um significativo erro (subestimação) na previsão da impedância. Nos casos estudados, ao desconsiderar o dano à formação na região radial a impedância foi subestimada em até 14%.

As Figuras 5.4 e 5.5 mostram o ajuste para a impedância para intervalos de aproximadamente 200 dias. Note que, após as intervenções o tempo é reinicializado, ou seja, $t_0 = 0s$ (ver Figuras 5.4 e 5.5). Nestes intervalos de tempo, ocorre somente filtração profunda e os coeficientes $\lambda = 0,377 m^{-1}$, $\beta = 815$ ajustam a impedância após a primeira acidificação e $\lambda = 0,294 m^{-1}$, $\beta = 903$, após a segunda acidificação. Ocorre uma pequena variação nos parâmetros de ajuste para cada intervalo e isso pode ter ocorrido devido à realização ou não de um tratamento da água injetada.

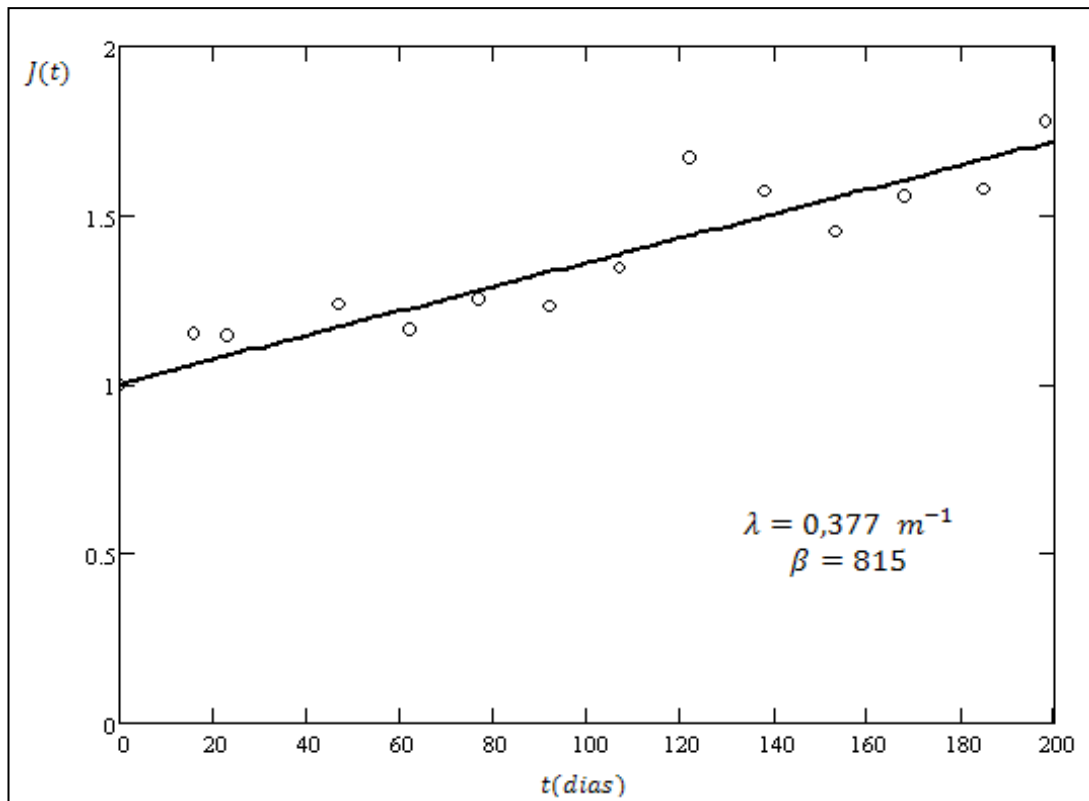


Figura 5.4 Ajuste da impedância para o poço 1, após a primeira acidificação.

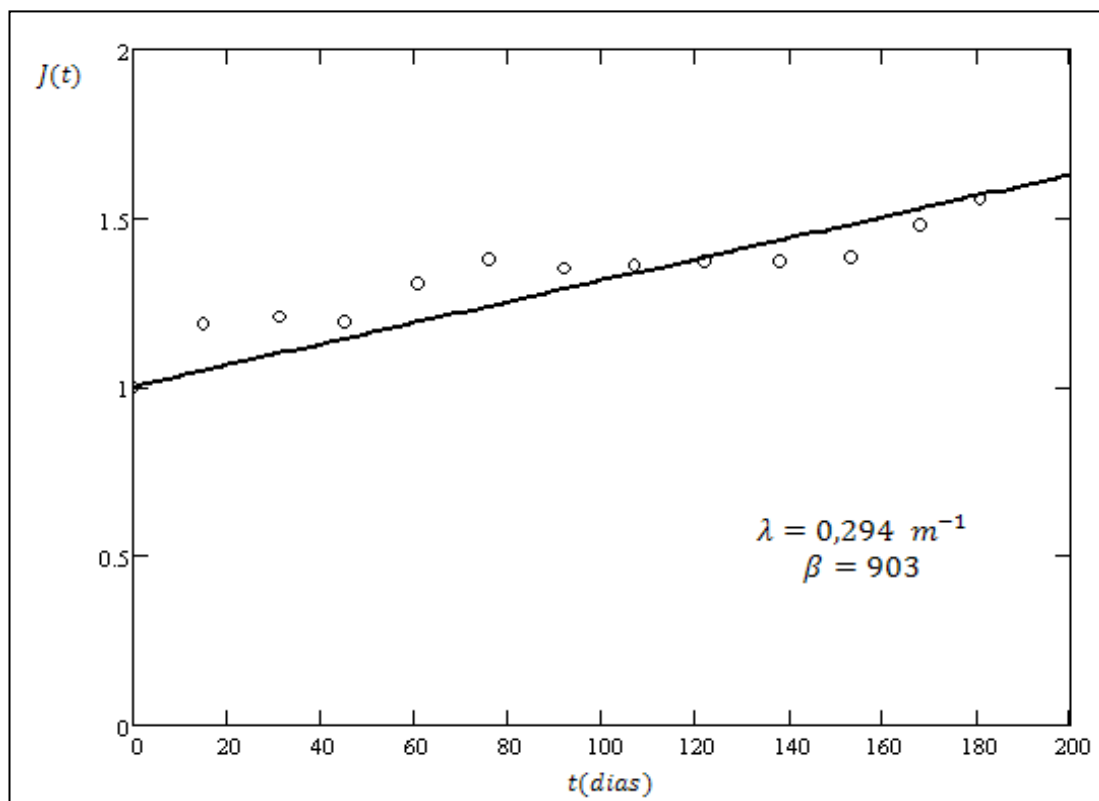


Figura 5.5 Ajuste da impedância para o poço 1, após a segunda acidificação.

A Figura 5.6 mostra o ajuste ($\lambda = 0,093 \text{ m}^{-1}$ e $\beta = 1446$) e também a previsão da impedância após a última intervenção estudada. Note que, após cerca de 1 ano, a curva da impedância aumenta muito rapidamente devido à formação do reboco e preenchimento dos canhoneios. Isto sugere que as intervenções sejam feitas anualmente para evitar o elevado aumento na impedância.

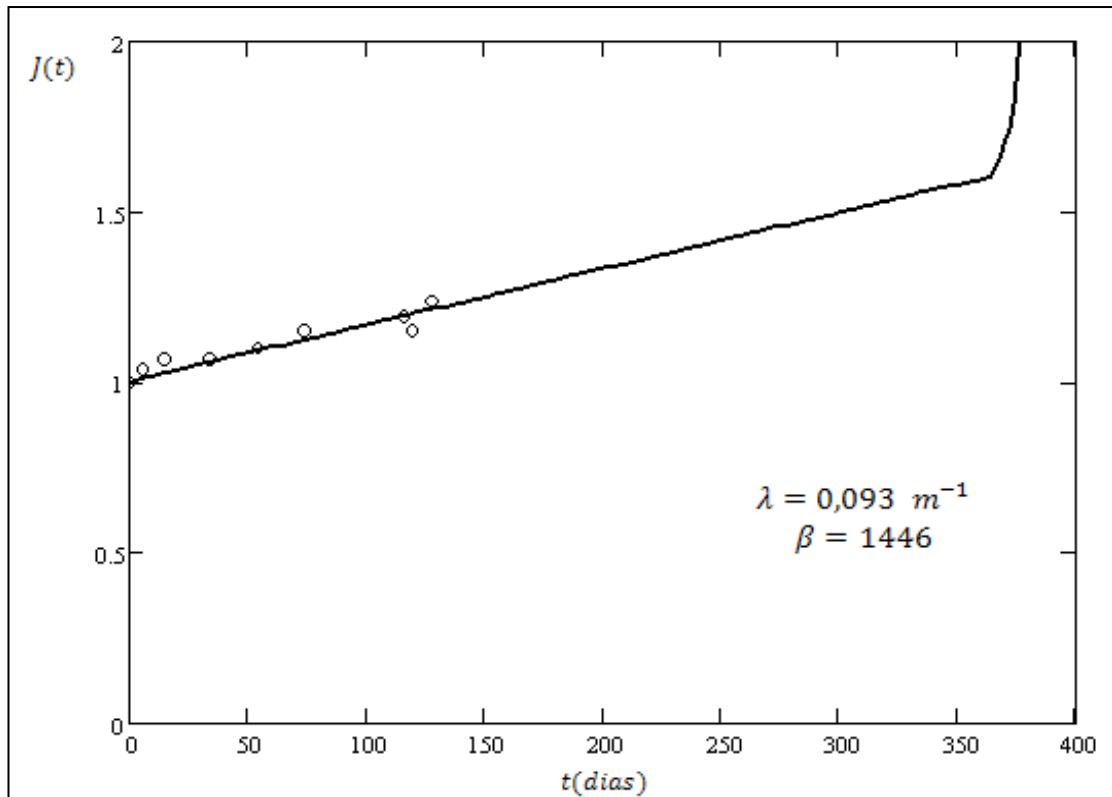


Figura 5.6 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 1, após a última acidificação.

5.2.2 Impedância para o Poço 2

Neste caso, também foram analisados o aumento na impedância devido à: (a) filtração profunda mais reboco e (b) somente reboco. As impedâncias para o poço 2, para diferentes intervalos de tempo (entre dezembro de 2002 a junho de 2005), estão representadas nas Figuras 5.7, 5.8 e 5.9. As Figuras 5.7 e 5.8 mostram, respectivamente, a impedância antes e após a primeira intervenção (acidificação). A Figura 5.9 mostra a impedância para o poço 2 após a segunda intervenção (*backflow*).

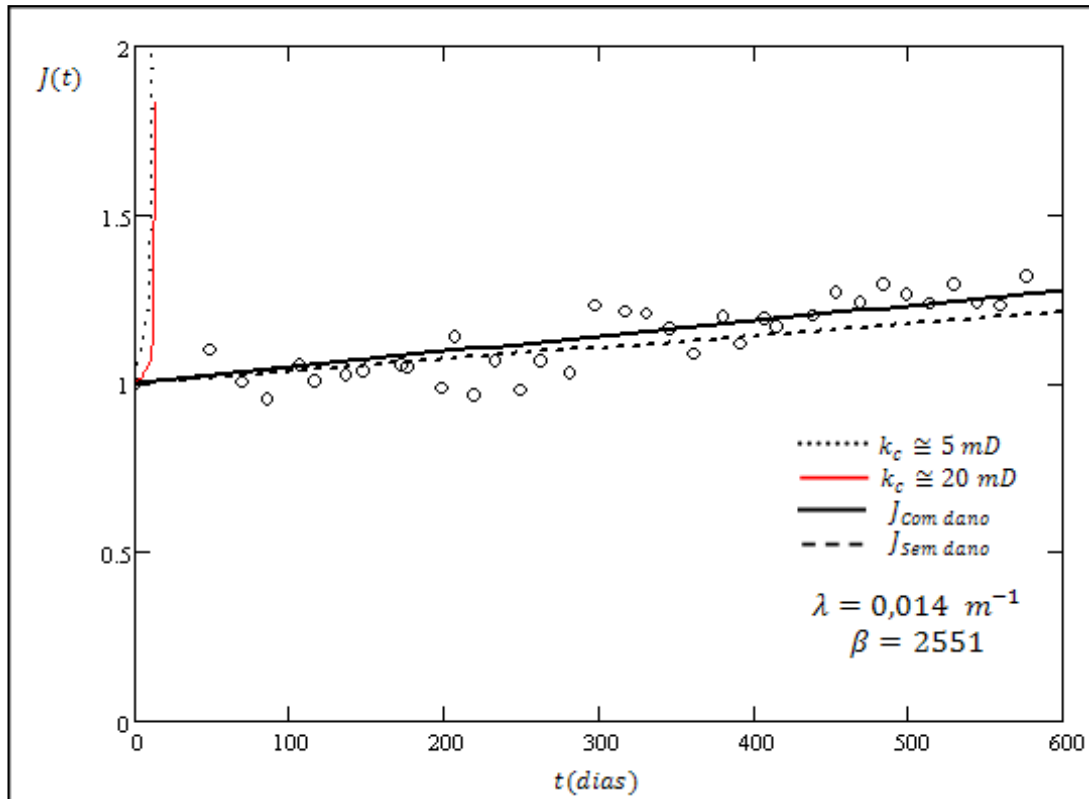


Figura 5.7 Ajuste do aumento da impedância para o poço 2, antes da primeira acidificação.

A Figura 5.7 mostra que não foi atingido o tempo de transição durante os primeiros 600 dias. Entretanto, foram realizadas duas intervenções neste poço. A impedância após a primeira intervenção é mostrada na Figura 5.8. Aproximadamente 200 dias após a primeira intervenção, foi realizada uma segunda intervenção. Os dados e a previsão da impedância, após a segunda intervenção, são mostrados na Figura 5.9. Os parâmetros ($\lambda = 0,014 \text{ m}^{-1}$, $\beta = 2551$) ajustaram bem os dados reais de campo para o poço 2, antes da primeira intervenção.

Quando somente o dano nas proximidades do canhoneio foi considerado, a impedância foi subestimada em aproximadamente 13%. A maior contribuição para o aumento da impedância é devida à retenção de partículas nas proximidades do canhoneio. Entretanto, para evitar um cálculo subestimado da impedância, o dano ao longo de todo o reservatório deve ser considerado.

Além disso, o ajuste, considerando somente o reboco externo, também mostrou uma grande discrepância em relação aos dados de campo (ver linha pontilhada ($k_c \cong 5 \text{ mD}$) e linha contínua vermelha ($k_c \cong 20 \text{ mD}$) na Figura 5.7).

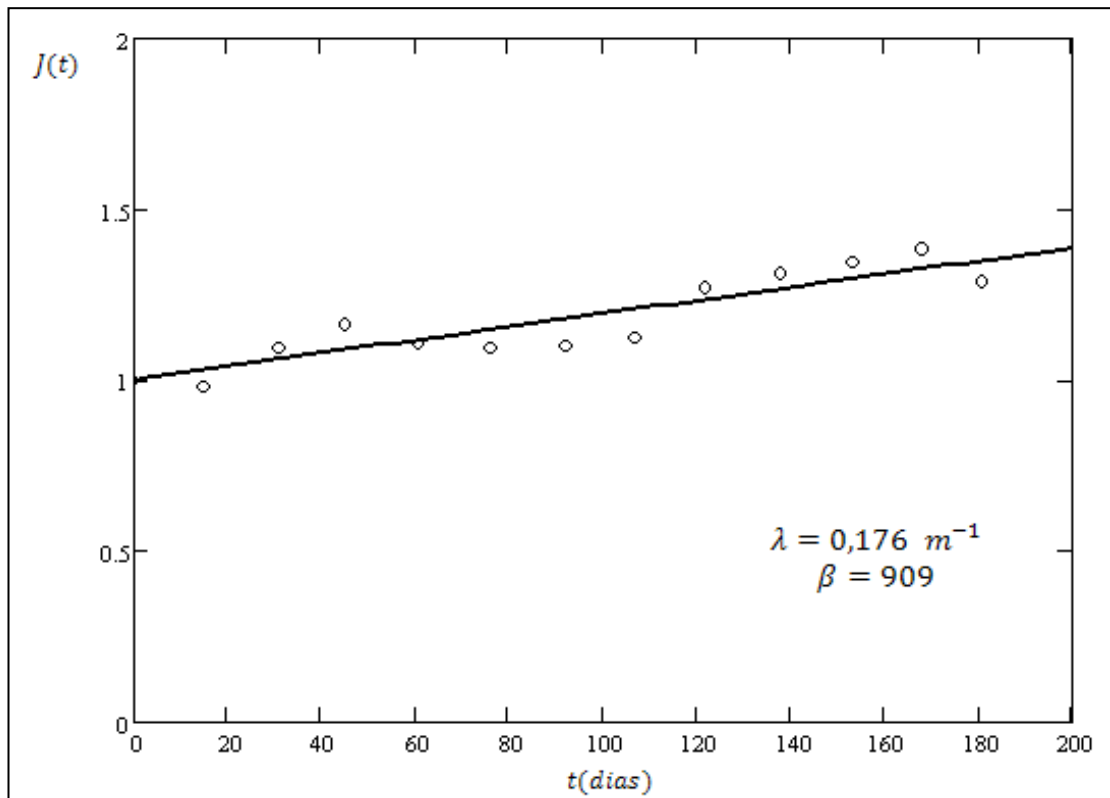


Figura 5.8 Ajuste do aumento da impedância para o poço 2, após a primeira acidificação.

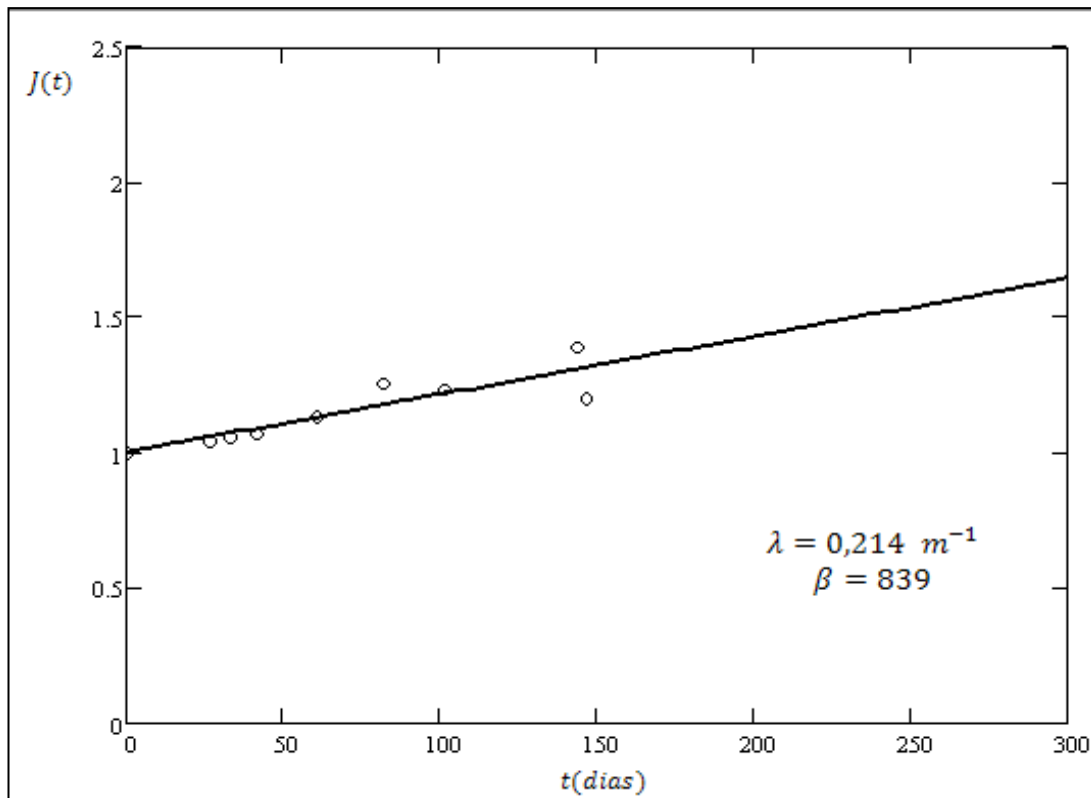


Figura 5.9 Ajuste do aumento da impedância para o poço 2, após o *backflow*.

Note que, o aumento da impedância, após a primeira e segunda intervenções (Figuras 5.8 e 5.9, respectivamente), foi ajustado utilizando-se os seguintes valores para os coeficientes de filtração e dano à formação: $\lambda = 0,176 \text{ m}^{-1}$, $\beta = 909$ após a acidificação e $\lambda = 0,214 \text{ m}^{-1}$, $\beta = 839$ após o *backflow*. O aumento do coeficiente de filtração após intervenções pode ter ocorrido devido à maior quantidade de partículas na água injetada.

5.2.3 Impedância para o Poço 3

O comportamento da impedância para o poço 3, entre maio de 1999 a março de 2006, está representado na Figura 5.10. De acordo com esta Figura, observa-se algumas variações bruscas no comportamento da impedância durante todos os intervalos de injeção, e duas intervenções (acidificações) foram realizadas neste período.

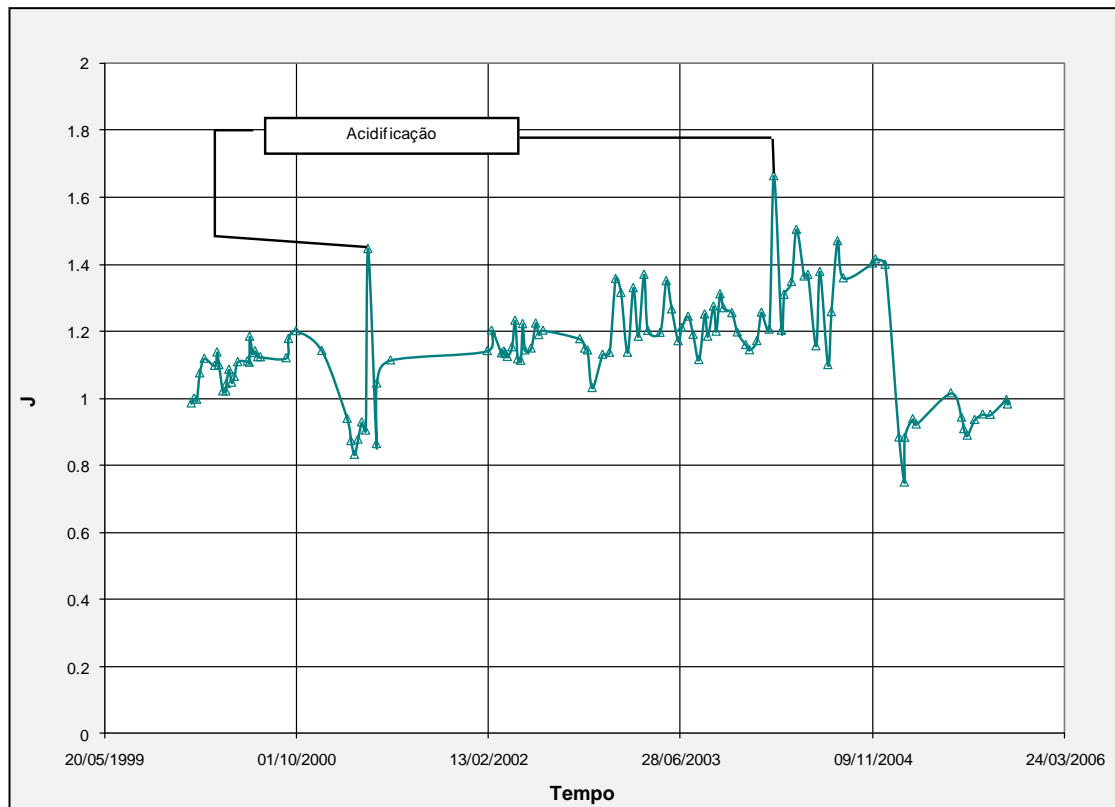


Figura 5.10 Comportamento da impedância para o poço 3.

O aumento da impedância no poço 3, para o primeiro intervalo de tempo considerado, ocorreu em 23 de janeiro de 2000; para o segundo intervalo, ocorreu em 05 de abril de 2001; e para o último intervalo estudado, ocorreu em 26 de fevereiro de 2004, conforme Figuras 5.11, 5.12 e 5.13, respectivamente. As Figuras 5.12 e 5.13 descrevem o aumento da impedância após diferentes intervenções.

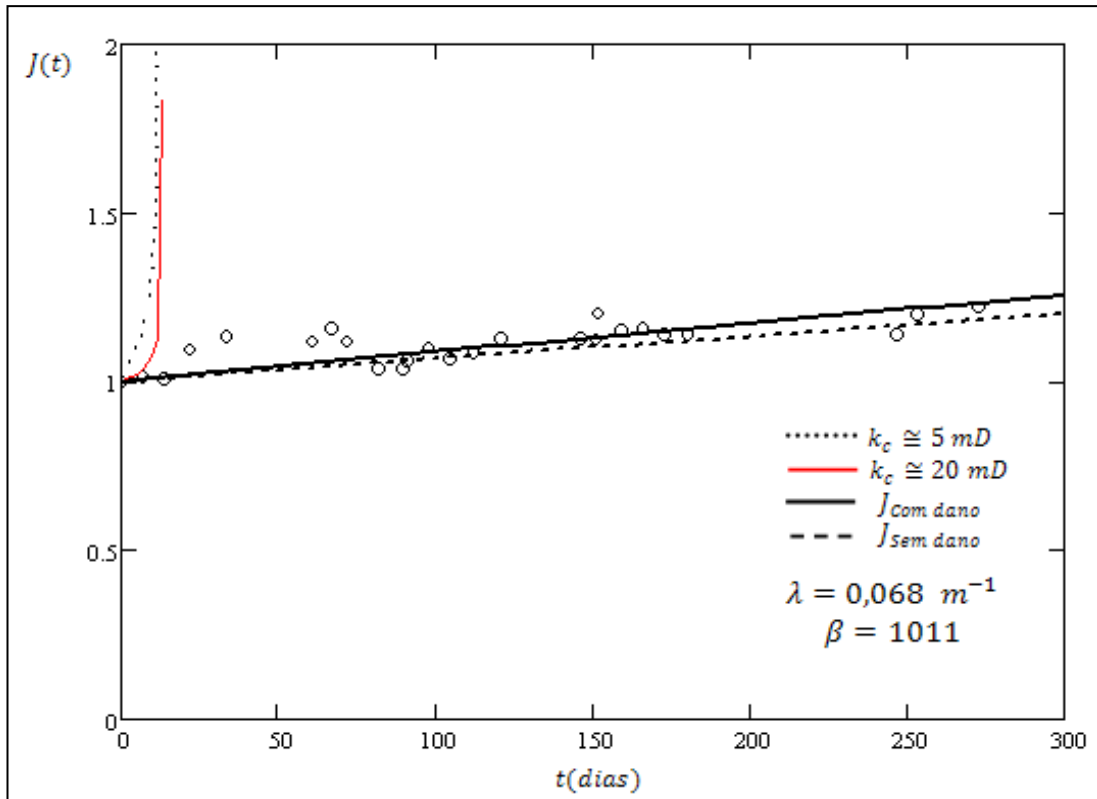


Figura 5.11 Ajuste do aumento da impedância para o poço 3, antes da primeira intervenção.

Na Figura 5.11, os dados de campo não evidenciam uma mudança na taxa de aumento da impedância, sugerindo que não houve formação de reboco externo. Entretanto, antes de um ano, foi realizada uma intervenção (acidificação). Da mesma forma, a previsão considerando somente o reboco externo não foi satisfatória, conforme linhas pontilhada preta e contínua vermelha na Figura 5.11. Quando o dano na região de fluxo radial foi negligenciado, a impedância foi subestimada em aproximadamente 12%.

A Figura 5.12 mostra que, mesmo durante um período de 1300 dias, não houve um aumento na taxa de crescimento da impedância que evidencie a formação do reboco externo. Sendo assim, o tempo de transição deve ser maior ou igual a 1300 dias. Neste caso, foi assumido um tempo de transição de aproximadamente 1300 dias para a determinação de β através da correlação $\beta(\lambda)$ (Equação (43)).

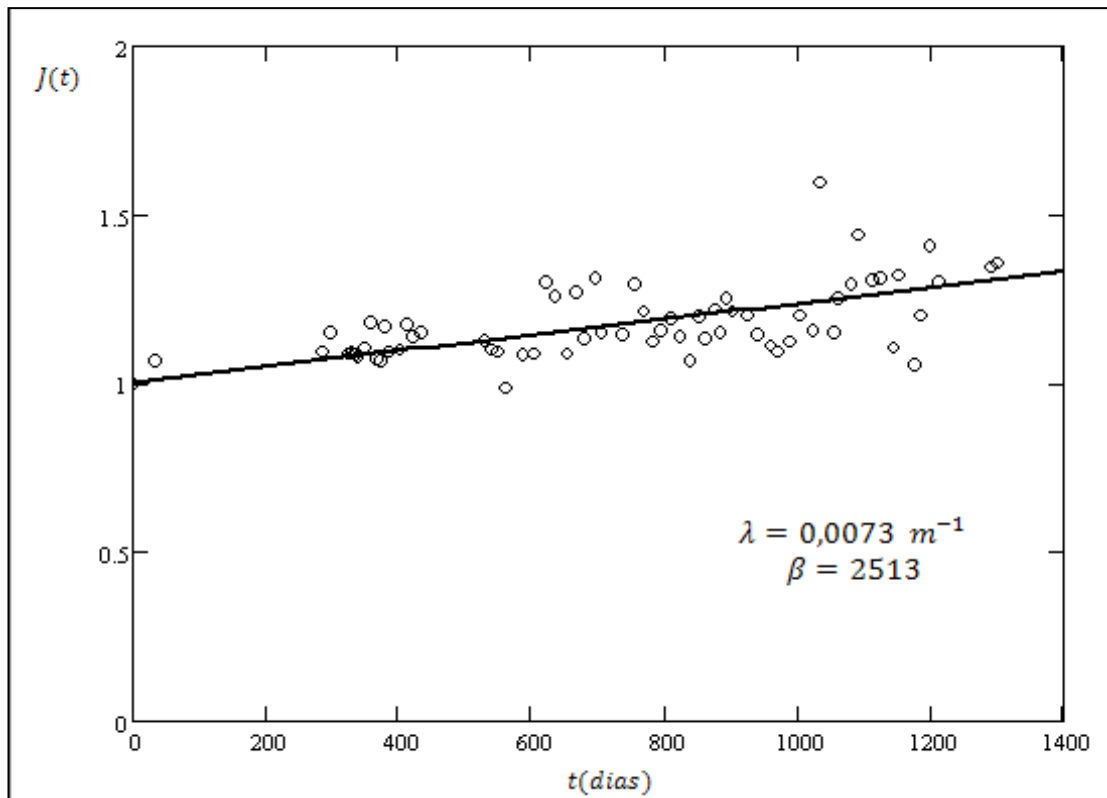


Figura 5.12 Ajuste do aumento da impedância para o poço 3, após a primeira acidificação.

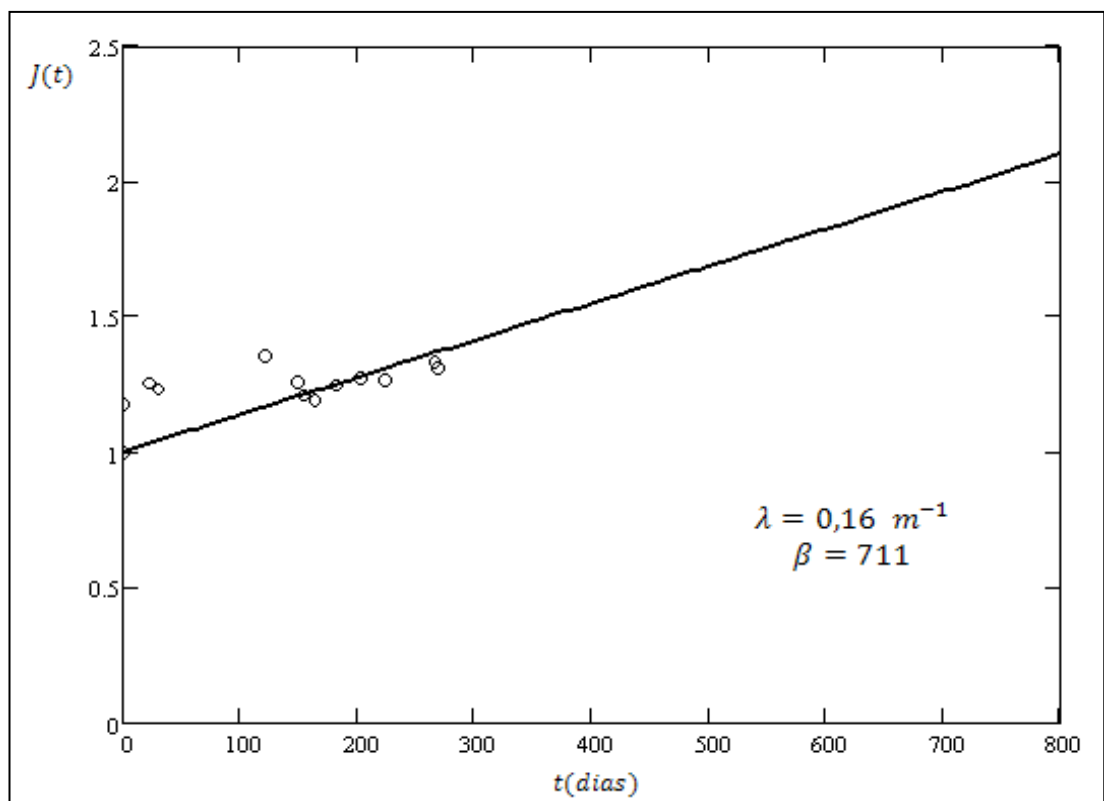


Figura 5.13 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 3, após a segunda acidificação.

No ajuste dos dados de campo para o primeiro intervalo estudado (Figura 5.11), foi encontrado um coeficiente de filtração $\lambda = 0,068 m^{-1}$ e um fator de dano à formação $\beta = 1011$. Para o intervalo após a primeira intervenção (Figura 5.12), os coeficientes de filtração e de dano à formação encontrados foram $\lambda = 0,0073 m^{-1}$ e $\beta = 2513$, respectivamente. Finalmente, para o terceiro intervalo, foi encontrado um coeficiente de filtração $\lambda = 0,16 m^{-1}$ e um fator de dano à formação $\beta = 711$, conforme Figura 5.13. A diferença nos ajustes dos parâmetros do modelo λ e β pode ter ocorrido devido à desconsideração de intervenções e/ou tratamento da água injetada nos intervalos de injeção ou também devido à migração de partículas provenientes da formação, sais em solução e produtos da corrosão.

Durante um pequeno tempo de referência a partícula injetada fica dentro de um segmento da rocha, com comprimento unitário, e a probabilidade de captura dessa partícula é pequena, causando o baixo valor do coeficiente de filtração. Então, os baixos valores dos coeficientes de filtração (λ) encontrados nos ajustes do Campo “X” são atribuídos ao alto valor da velocidade superficial nas proximidades do poço ($U \cong 2,88 \times 10^{-3} m/s$).

Através da análise do histórico da perda de injetividade, verificou-se que o tempo de transição para os poços do Campo “X” é de 1 e 3 anos.

5.2.4 Tratamento de dados e previsão da impedância para o Campo “Y”

Os dados iniciais do Campo “Y” mostram que o reservatório apresenta alta permeabilidade (entre 619 e 7600 mD), porosidade entre 27 e 32% e espessura canhoneada permeável entre 15 e 45 m. Os poços injetores são canhoneados com densidade de 12 jatos por pé e fase de canhoneio de 180 graus. O raio do canhoneio varia entre 0,635 e 0,584 cm (0,25 e 0,23 pol) e a profundidade dos canhoneios é de 30 cm (aproximadamente 12 polegadas). Esses dados estão na Tabela 5.3 e foram utilizados na simulação da impedância para o Campo “Y”.

Tabela 5.3 Dados de entrada para o Campo “Y”.

Dados de Entrada	Nomenclatura	Unidade	Poço 4	Poço 5
Porosidade	ϕ	-	0,32	0,275
Permeabilidade da formação	k_0	mD	619	7528
Altura da zona canhoneada	h	m	15	45
Raio do poço	r_w	m	0,10	0,10
Raio de contorno	R	m	200	200
Densidade de canhoneio	N_p	Jatos/pé	12	12
Fase do canhoneio	θ	graus	180	180
Raio do canhoneio	r_p	cm	0,635	0,584
Profundidade do canhoneio	L_p	cm	30	30
Taxa de injeção	Q	m ³ /dia	1030	1226
Concentração de partículas	c_0	ppm	1	1
Tamanho das partículas em suspensão	r_s	μm	5-10	

Os dados iniciais de permeabilidade ($619 \text{ mD} < k < 7528 \text{ mD}$) e porosidade ($0,28 < \phi < 0,32$) permitem estimar o raio médio do poro (r_{poro}):

$$7,4 \mu\text{m} < r_{\text{poro}} \cong 5 \sqrt{\frac{k}{\phi}} < 24 \mu\text{m}$$

O tamanho das partículas injetadas no campo “Y” ($5 \mu\text{m} < r_s < 10 \mu\text{m}$) é da mesma ordem de grandeza do tamanho dos poros ($7,4 \mu\text{m} < r_{\text{poro}} < 24 \mu\text{m}$). Assim, na maioria dos casos, a exclusão pelo tamanho deve ser o mecanismo dominante de captura das partículas.

a) Ajuste da perda de injetividade para o Poço 4

O histórico da impedância para o poço 4 é referente ao período entre fevereiro de 1996 e maio de 1999. A Figura 5.14 mostra o ajuste do aumento da impedância antes da acidificação, considerando somente a filtração profunda. Neste caso, os parâmetros de ajuste foram $\lambda = 0,488 \text{ m}^{-1}$ e $\beta = 914$. O tempo zero corresponde à data de 06 de fevereiro de 1996.

O ajuste da impedância considerando apenas o reboco externo, para $k_c \cong 5 mD$ e $k_c \cong 20 mD$, não é satisfatório. Na Figura 5.14, a linha contínua representa o ajuste da impedância considerando a filtração profunda e o dano na região radial e a linha tracejada representa a curva da impedância desconsiderando o dano. Neste caso, a impedância foi subestimada em aproximadamente 30%, quando o dano na região radial foi desconsiderado.

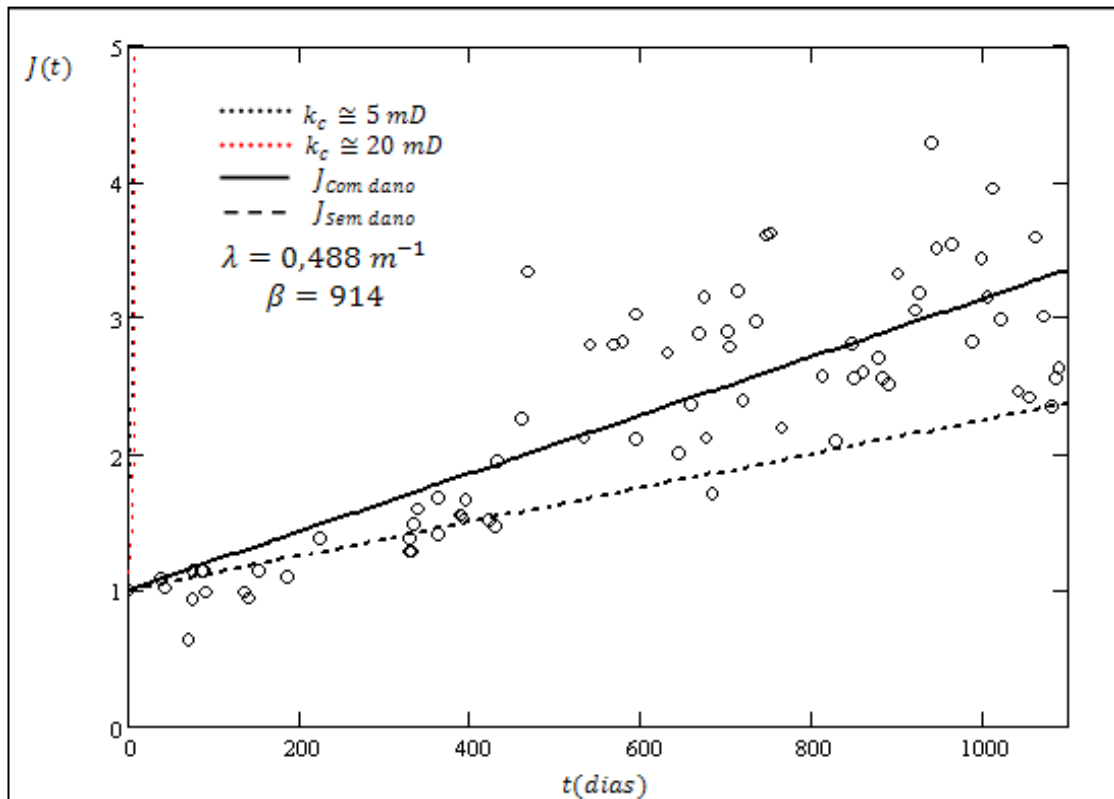


Figura 5.14 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 4, antes da acidificação.

Neste caso, antes da acidificação, não há informações sobre intervenções no intervalo de tempo mostrado na Figura 5.14. Neste intervalo, a impedância quadruplicou e não houve intervenções. Isso foi possível devido à alta permeabilidade deste reservatório.

A Figura 5.15 mostra o ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 4 após a acidificação. Observa-se que um melhor ajuste é conseguido assumindo que ocorre somente filtração profunda e os parâmetros de ajuste, para filtração profunda, foram $\lambda = 0,046 m^{-1}$ e $\beta = 1193$.

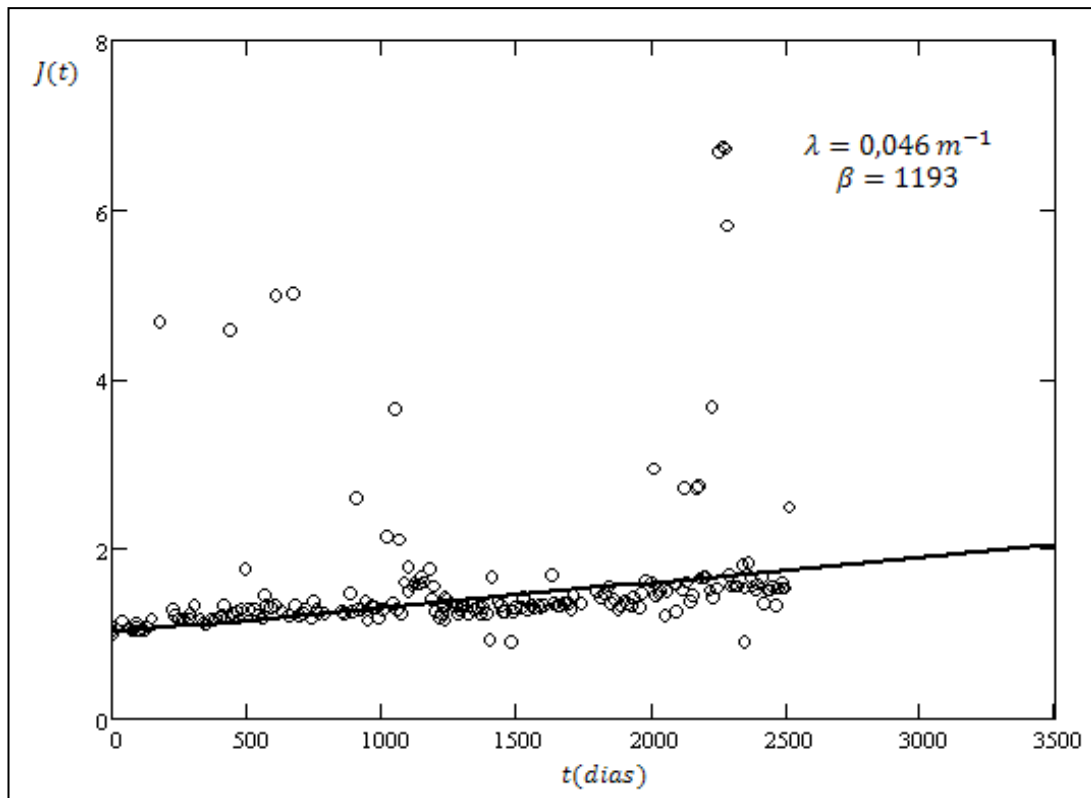


Figura 5.15 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 4, após a acidificação.

Comparando os ajustes das modelagens: (a) somente filtração profunda e (b) somente reboco, concluímos que no poço 4 ocorre somente filtração profunda.

b) Ajuste da perda de injetividade para o Poço 5

A previsão da perda de injetividade para o poço 5 foi calculada considerando os modelos de filtração profunda, reboco externo e ambos (filtração profunda e reboco externo). Os dados iniciais deste poço estão mostrados na Tabela 5.3.

A Figura 5.16 mostra o ajuste do aumento da impedância no poço 5 considerando somente a filtração profunda (os parâmetros de ajuste para este caso foram $\lambda = 0,207 \text{ m}^{-1}$ e $\beta = 2035$) e somente formação do reboco externo ($k_c \cong 5 \text{ mD}$ e $k_c \cong 20 \text{ mD}$). Note que, o ajuste, considerando somente a formação do reboco, não é satisfatório. O tempo zero corresponde à data de 08 de julho de 1999.

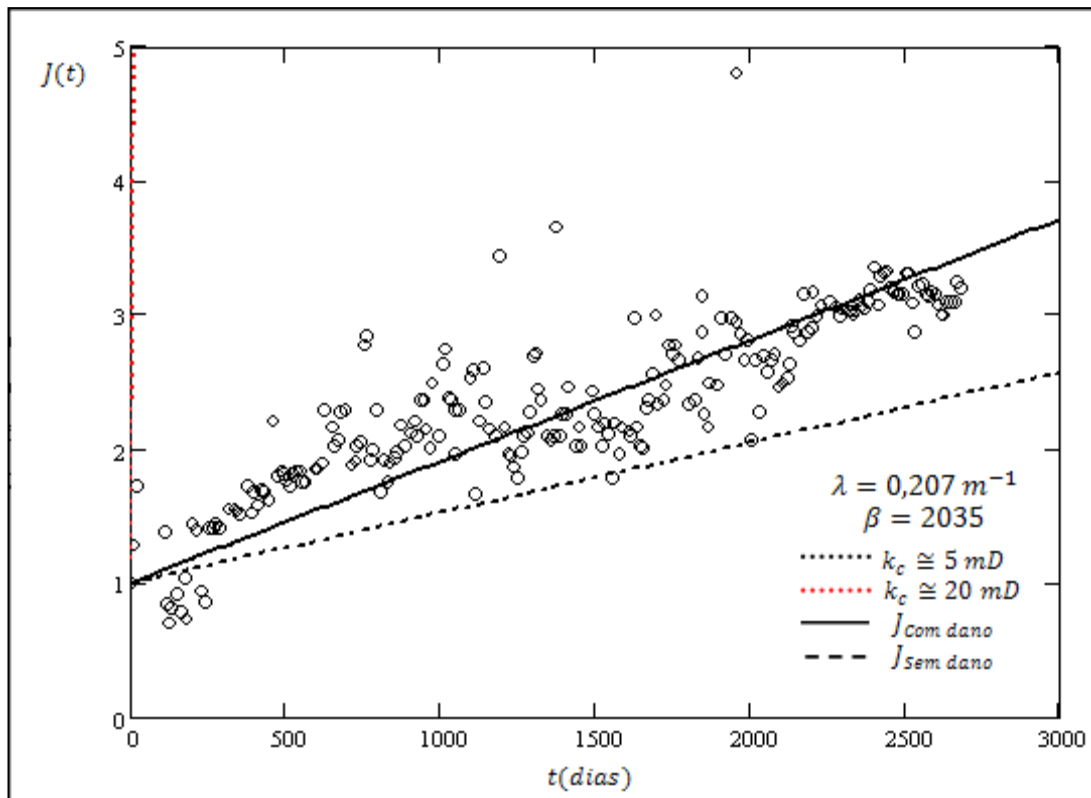


Figura 5.16 Ajuste e previsão do aumento da impedância para o poço 5.

A análise da impedância, considerando ambos os modelos (filtração profunda mais reboco e somente reboco), mostrou que o aumento da impedância ocorre somente devido à filtração profunda.

Conforme dito anteriormente, a maior contribuição para o aumento da impedância é devido à retenção de partículas nas proximidades do canhoneio, porém para evitar um cálculo subestimado da impedância (neste caso de aproximadamente 55%), o dano ao longo de todo o reservatório deve ser considerado.

Nos poços do campo “Y”, observa-se que o tempo para que ocorra a formação do reboco (após o tempo de transição) e a consequente perda de injetividade é relativamente longo. Dessa forma, a manutenção da concentração e da vazão injetadas deve ser mantida, para se evitar estimulações periódicas no poço.

5.2.5 Análise de sensibilidade dos parâmetros do canhoneio

Nesta seção, a influência dos parâmetros relacionados à geometria do canhoneio (comprimento (L_p), raio (r_p) e densidade de canhoneio (N_p)) na injetividade foi estudada.

Nas Figuras 5.17, 5.18 e 5.19 são mostradas as análises de sensibilidade em relação ao L_p , r_p e N_p para o campo “X”. O gráfico da impedância em função do tempo, para diferentes valores do comprimento do canhoneio, é apresentado na Figura 5.17. Os valores mínimo e máximo de L_p foram 4” e 20”, respectivamente. O valor de análise do campo “X” é de 20 polegadas (Tabela 5.2). As Figuras 5.18 e 5.19 mostram a impedância em função do tempo para diferentes valores do raio e densidade de canhoneio, respectivamente. Os demais dados iniciais encontram-se na Tabela 5.2. Conforme esperado, quanto maior L_p , r_p e N_p menor a perda de injetividade do poço. Nesta análise, foram utilizados os seguintes coeficientes: $\lambda = 0,369$ e $\beta = 823$.

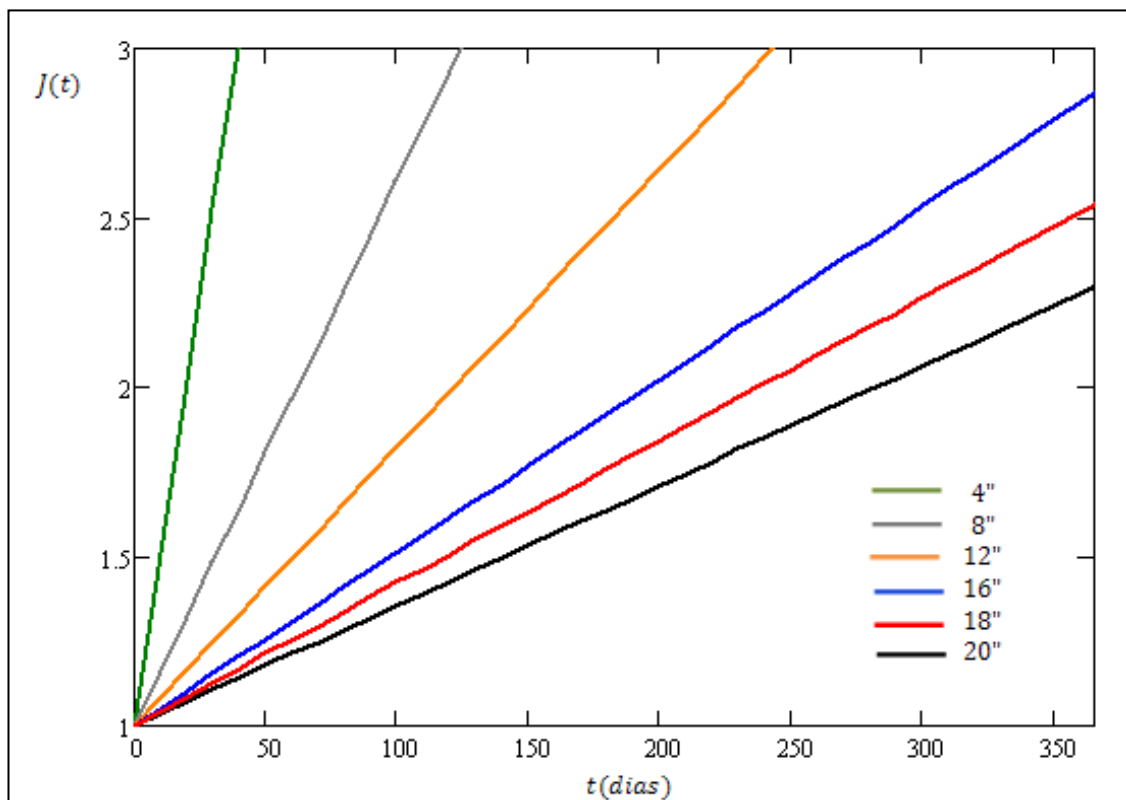


Figura 5.17 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao comprimento do canhoneio para o campo “X”.

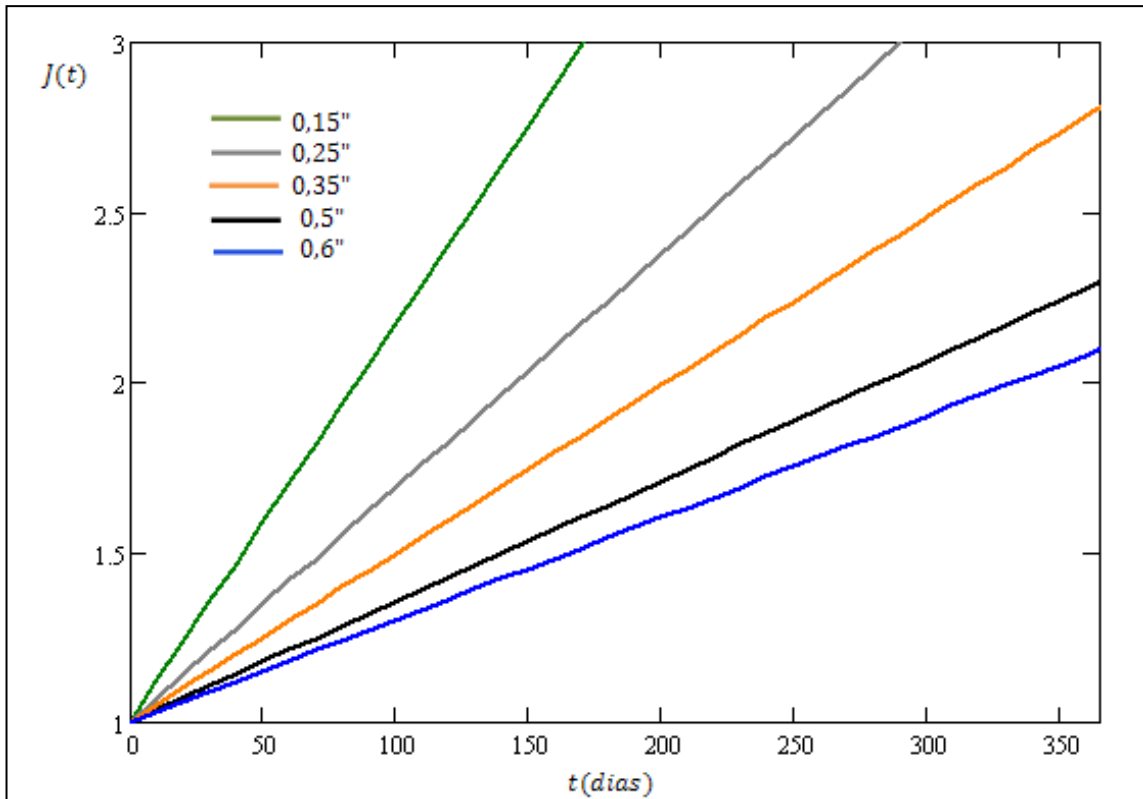


Figura 5.18 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao raio do canhoneio para o campo “X”.

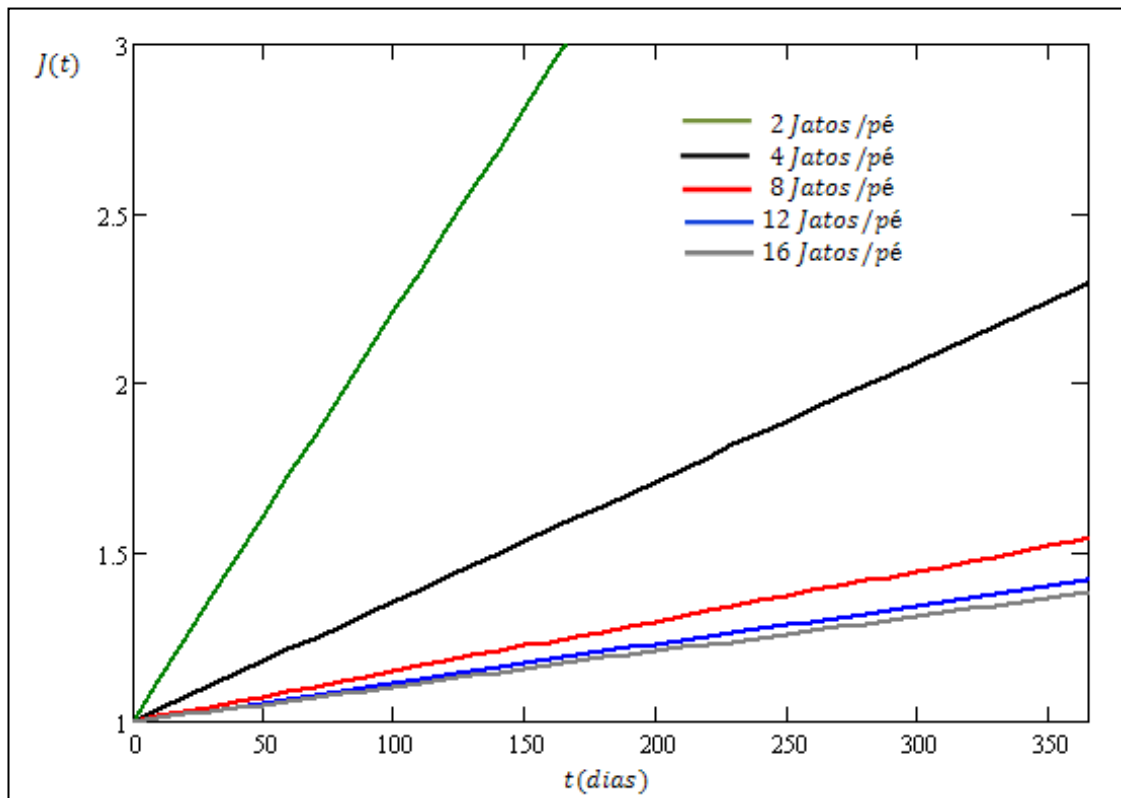


Figura 5.19 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação à densidade de canhoneio para o campo “X”.

A análise de sensibilidade para os poços do campo “Y” pode ser observada nas Figuras 5.20, 5.21 e 5.22. Os dados iniciais e de referência estão na Tabela 5.3. Para este campo, os coeficientes utilizados foram $\lambda = 0,046$ e $\beta = 1193$. Da mesma forma, quanto maiores os valores dos parâmetros estudados (L_p , r_p e N_p) menor a impedância, ou seja, menor a perda de injetividade do poço.

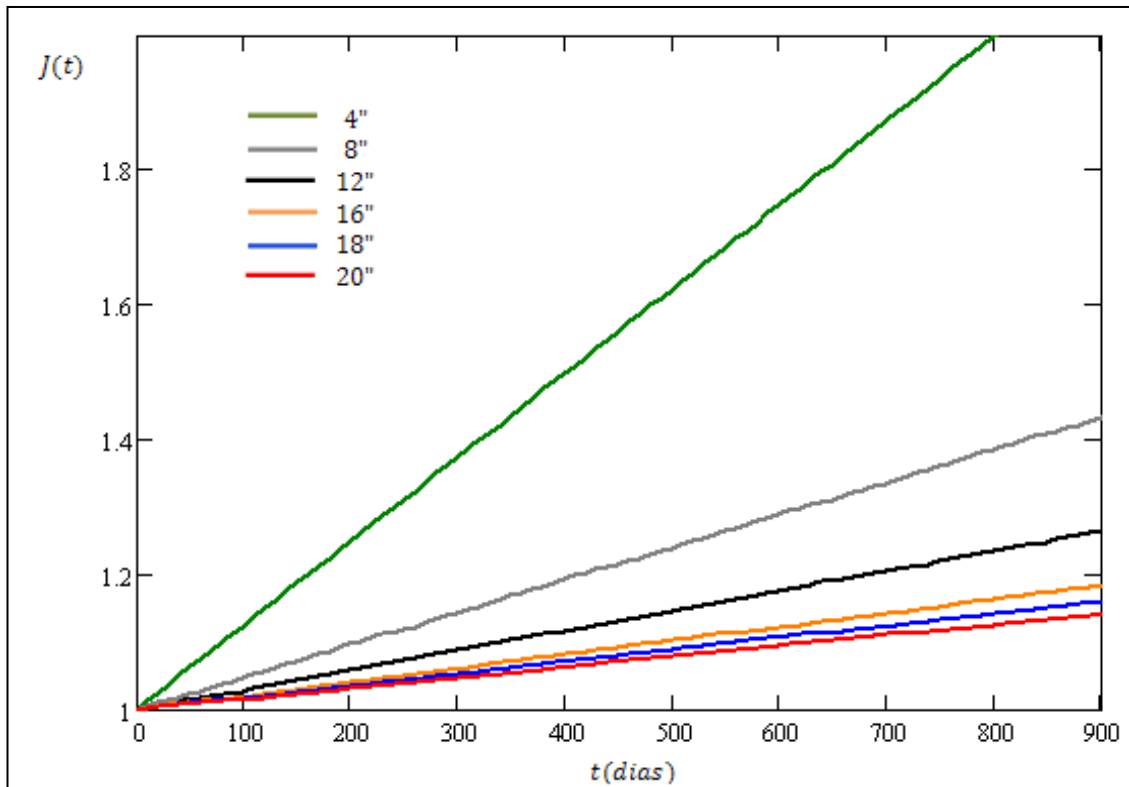


Figura 5.20 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao comprimento do canhoneio para o campo “Y”.

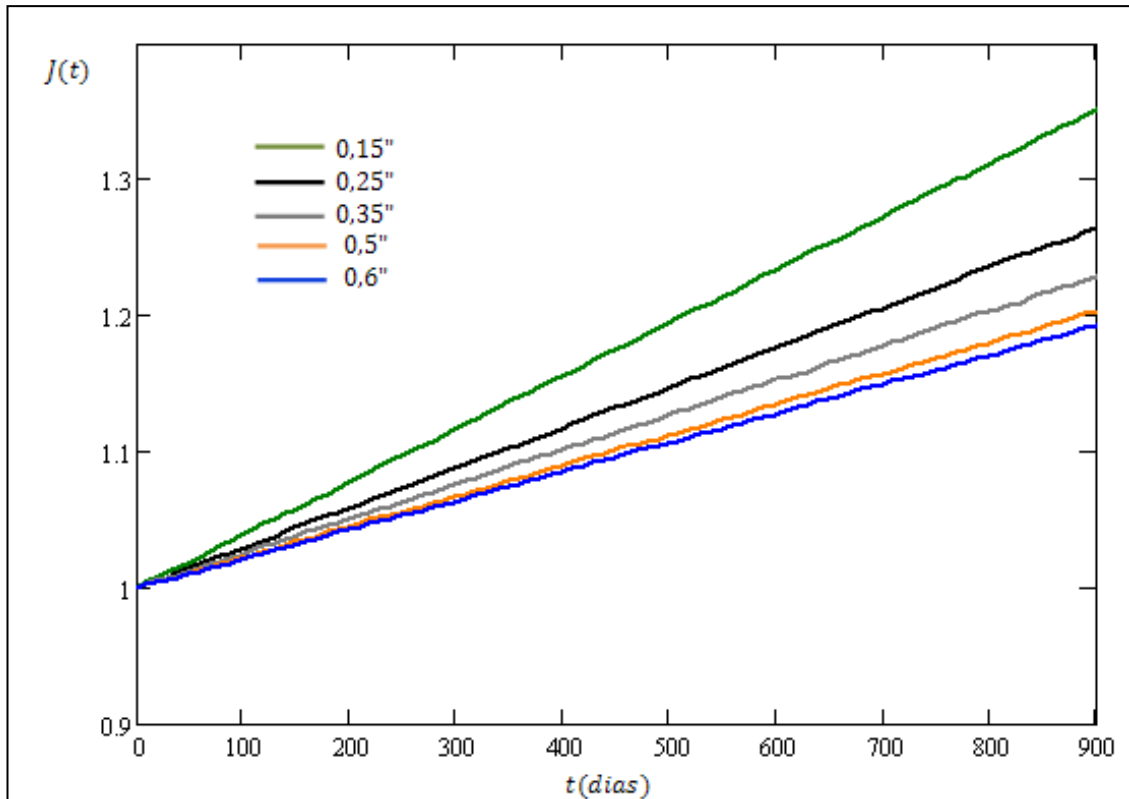


Figura 5.21 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação ao raio do canhoneio para o campo “Y”.

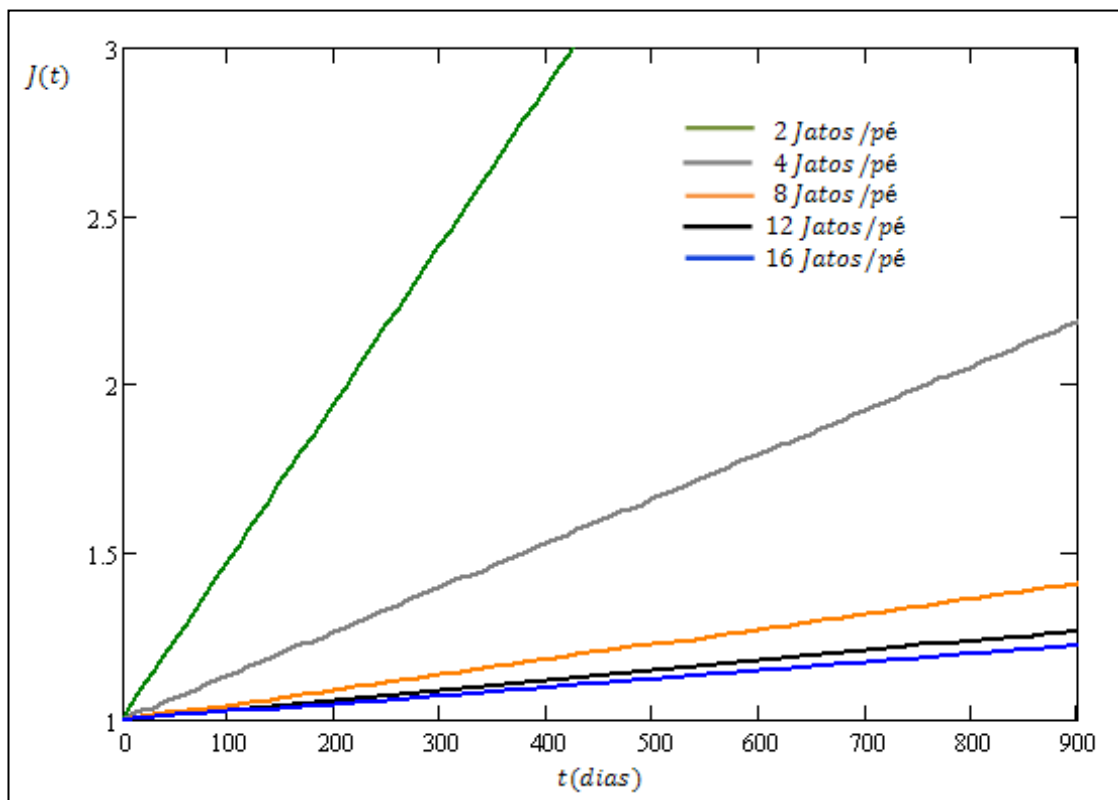


Figura 5.22 Análise de sensibilidade da impedância (em função do tempo) em relação à densidade de canhoneio para o campo “Y”.

CAPÍTULO VI

Conclusões e Recomendações

6. Conclusões e Recomendações

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho e as recomendações para futuros trabalhos.

6.1 Conclusões

- O simulador permitiu prever a perda de injetividade durante a injeção de água e apresentou bom ajuste aos dados de campo, podendo ser utilizado para auxiliar no planejamento de estimulações de poços injetores.
- As simulações da perda de injetividade realizadas mostraram que considerar somente o dano à formação na região próxima aos canhoneios, conforme proposto por Pang e Sharma, resultou numa impedância subestimada em até 55%.
- A modelagem considerando apenas reboco externo mostrou grande discrepância em relação aos dados de campo. Por outro lado, a modelagem considerando filtração profunda, ajustou satisfatoriamente bem os dados (impedância) de campo dos poços estudados.
- Para um mesmo poço, nos intervalos subsequentes as intervenções, os parâmetros de ajuste do modelo (λ e β) não permaneceram constantes. Essa variação nos coeficientes pode ter ocorrido devido à variação na concentração de partículas injetadas ou de sais em solução.
- No poço 1, o aumento da perda de injetividade ocorreu devido à filtração profunda durante aproximadamente 1 ano, com posterior formação do reboco externo. E, neste caso, a fim de evitar a formação do reboco e a forte queda de injetividade associada, é indicado fazer a estimulação do poço anualmente.
- Para os casos estudados, verificou-se que o completo preenchimento dos canhoneios ocorre muito rapidamente (aproximadamente 1 mês) após o tempo de transição. E após o tempo de preenchimento dos canhoneios, a perda de injetividade torna-se muito mais severa, tornando-se urgente a intervenção. Isto ocorre, principalmente, devido à baixa permeabilidade do reboco externo.

- Nos poços 2 e 3, ocorre somente filtração profunda, e os parâmetros, com mesma ordem de magnitude, ajustam todos os intervalos estudados. Para estes casos, sugere-se fazer testes laboratoriais para medir o tempo de transição, que mostrou-se essencial para planejar as intervenções em poços canhoneados.
- Nos poços 04 e 05, do campo “Y”, observou-se que o dano à formação e a consequente perda de injetividade ocorre devido somente à filtração profunda. Além disso, foi observado que o tempo para que ocorra à formação do reboco (após o tempo de transição) é relativamente longo, devido à alta permeabilidade desse campo. Dessa forma, a manutenção da concentração e da vazão injetadas deve ser mantida, para se evitar estimulações periódicas no poço.
- A análise de sensibilidade mostrou que os parâmetros do canhoneio (comprimento, raio e densidade de canhoneio) influenciam fortemente o comportamento da perda de injetividade.

6.2 Recomendações

- Estudar correlações empíricas para os coeficientes de filtração e de dano à formação para as altas velocidades encontradas nas proximidades do poço durante a injeção de água. É conhecido que o coeficiente de filtração depende da velocidade. Portanto, os coeficientes de filtração obtidos em laboratório (baixas velocidades) podem não corresponder aos coeficientes de filtração para a injeção de água em poços de petróleo.
- Aprimorar a modelagem do transporte e retenção em meios porosos, bem como do dano à formação, considerando múltiplos mecanismos de captura. O entendimento fundamental dos processos de retenção de partículas e dano à formação é essencial para a previsão da perda de injetividade em poços de petróleo.
- Principalmente nas regiões próximas aos canhoneios, as linhas de corrente não têm uma simetria trivial como nos casos do fluxo em poços abertos (simetria radial) e em testes laboratoriais. No caso de poços canhoneados, a interferência entre canhoneios vizinhos deformam a simetria elíptica das linhas de isopressão. Sendo assim, recomendamos desenvolver um simulador para a previsão da perda de injetividade, considerando a sobreposição de efeitos (sobre as linhas de isopressão e, conseqüentemente, sobre as linhas de corrente) dos diversos canhoneios.

Referências Bibliográficas

BEDRIKOVETSKY, P., MARCHESIN, D., SHECAIRA, F., SOUZA, A. L., MARCHESIN, A., REZENDE, E., HIME, G. Well Impairment During Sea/Produced Water Flooding: Treatment of Laboratory Data. SPE 69546 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 March, 2001.

BEDRIKOVETSKY, P., MARCHESIN, D., SHECAIRA, F., SERRA, A. L., REZENDE, E., SIQUEIRA, A. Damage Characterization of Deep Bed Filtration from Pressure Measurements. SPE 73788 - SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 20-21 February, 2002.

BELL, W.T, SUKUP, R.A, TARIK, S.M. Perforating. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, USA, 1995.

COSTA, O. J. Estudo sobre Injeção de Água Acima da Pressão de Propagação de Fratura. Dissertação de Mestrado. 107 p. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas/SP, 2008.

DA SILVA, M. F., BEDRIKOVETSKY, P., FONSECA, D. R., SIQUEIRA, A. G., DE SOUZA, A. L. S. Well-History-Based Prediction of Injectivity Decline (Accounting for Oil-Water Mobility Variation During Waterflooding). SPE 93885, Rio de Janeiro, Brasil, 20-23 June, 2005.

FAN, L. T., NASSAR, R. HWANG, S. H., CHOU, S. T. Analysis of deep bed filtration data: modeling as a birth-death process. AIChE Journal, 31, p. 1781-1790, 1985.

FATT, I. The network model of porous media I. Capillary pressure characteristics, Petroleum Transactions, AIME, 207, 144-159, 1956 (a).

FATT, I. The network model of porous media II. Dynamic properties of a single size tube network. Petroleum Transactions, AIME, 207, 160-163, 1956 (b).

FATT, I. The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution, Petroleum Transactions, AIME, 207, 164-181, 1956 (c).

FURTADO, C. J. A., SOUZA, A. L. S, ARAUJO, C. H. V. Evaluation of Different Models for Injectivity Decline Prediction. SPE 108055 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15-18 April, 2007.

GALVÃO, E. R. V. P. Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. 124 p. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal/RN, 2008.

HAGOORT, J. An analytical model for predicting the productivity of perforated wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 56, p. 199-218, 2007.

HERZIG, J.P., LECLERC, D.M. AND GOFF, P. LE. “Flow of Suspensions through Porous Media – Application to Deep Filtration”. *Industrial and Engineering Chemistry*, Vol. 62, N°5, p.8-35, 1970.

IWASAKI, T. Some notes on sand filtration. *J. Amer. Water Works Assoc.*, Vol. 29, (1591-1602), 1937.

LAKE, L. W. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, Chapter 3, p 46, 1989.

MOGHADASI, J., JAMIALAHMADI, M., MULLER-STEINHAGEN, H., SHARIF, A. Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection. Artigo SPE 86524 - SPE International Symposium and Exhibition on formation Damage Control, Lafayette, 18-20 February, 2004.

MORENO, J. M. M. Modelagem de Injeção de Água Acima da Pressão de Fratura do Reservatório Através de Poço Horizontal Virtual. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. 136 p. Universidade Estadual de Campinas. Campinas/SP, 2007.

NUNES, M. J. S. C. Tratamento de dados de poços injetores e previsão da injetividade para poços canhoneados. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração. 118 p. Universidade Estadual do Norte Fluminense. Macaé/RJ, 2007.

OORT, V. E., VELZEM, V. J. F. G., LEERLOOIJER, K. Impairment by Suspended Solids Invasion: Testing and Prediction. Artigo SPE 23822 - SPE Formation Damage Symposium, Lafayette, Louisiana, EUA, 26 – 27 February, 1993.

PALSSON, B., DAVIES, D.R., TODD, A. C., SOMERVILLE, J.M. A Holistic Review of the Water Injection Process. Artigo SPE 82224 - SPE European Formation Damage Conference, The Hague, 13-14 May, 2003.

PANG, S. e SHARMA, M.M. A Model for Predicting Injectivity Decline in Water Injection Wells, SPE 28489 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 25-28, 1994.

PANG, S. e SHARMA, M.M. Evaluating the Performance of Open-Hole, Perforated and Fractured Water Injection Wells, SPE 30127 presented at the 1995 - SPE European Formation Damage Control Conference held in the Hague, The Netherlands, 1995.

REZENDE, E. R. Declínio da Injetividade devido à injeção das águas do mar/produzida: Estudo Matemático, Laboratorial e de Campo. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração de Petróleo. 118 p. Universidade Estadual do Norte Fluminense. Macaé/RJ, 2001.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo, p. 660-661. Interciência, 2006.

SAHIMI, M., GAVALAS, G. R., TSOTSIS, T. T. Statistical and continuum models of fluid-solid reactions in porous media. *Chemical Engineering Science*, 45(6), 443-1502, 1990.

SANTOS, A. Modelo Estocástico para a Exclusão pelo Tamanho Durante o Transporte de Suspensões Particuladas em Meios Porosos. Tese de Doutorado. 134 p. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ, 2005.

SANTOS, A., BARROS, P.H.L. Multiple Particle Retention Mechanisms during Filtration in Porous Media. *Environmental Science & Technology*, 44, p. 2515-2521, 2010.

SCHECAIRA, F.S., BRANCO, C.C.M., SOUZA, A.L., PINTO, A.C., HOLLEBEN, C.R.C, JOHANN, PAULO R. S. "IOR: The Brazilian Perspective". SPE 75170, 2002.

SCHECHTER, R. S. Oil Well Stimulation. Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey 1992.

SHARMA, M. M., PANG, S., WENBERG, K.E., MORGENTHALER, L. N. Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study. Artigo SPE 60901 - SPE Production & Facilities, Vol. 15, No. 1, p. 6 – 13, February, 2000.

SIQUEIRA, A. G. Modelagem em rede 3D do escoamento de fluidos particulados em meios porosos. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Reservatório. 144 p. Universidade Estadual de Campinas. Campinas/SP, 2000.

SOUZA, A. L. S., FIGUEIREDO, M. W., KUCHPIL, C., BEZERRA, M. C., SIQUEIRA, A. G., FURTADO, C. A. Water Management in Petrobras: Developments and Challenges. Artigo OTC 17258 - Offshore Technology Conference, Houston, 2-5 May, 2005.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Capítulo 6 – Completação, Rio de Janeiro, 2001.

TIEN, C. E PAYATAKES, A.C. Advances in deep bed filtration. AIChE Journal, 25(9), 737-759, 1979.

WENNBERG, K. I., e SHARMA, M.M. Determination of the Filtration Coefficient and the Transition Time for Water Injection Wells, SPE 38181, 1997.

WILLHITE, G. P. Waterflooding. SPE Textbook Series Vol. 3, Chapter 1, 6, 2004.

Apêndice A. Modelagem da Injetividade por Filtração Profunda em Testes Laboratoriais

O processo de filtração profunda é descrito pelas equações de conservação de massa (A-1) e da cinética de deposição de partículas (A-2):

$$\phi \frac{\partial c}{\partial t} + U \frac{\partial c}{\partial x} = - \frac{\partial \sigma}{\partial t} \quad (\text{A-1})$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda U c \quad (\text{A-2})$$

A viscosidade é dependente da concentração das partículas em suspensão, mas para pequenas concentrações a viscosidade é considerada constante. Então, a Lei de Darcy modificada para fluxo de água com partículas em suspensão é definida por:

$$U = - \frac{k_0 k(\sigma)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (\text{A-3})$$

A função do dano à formação depende da concentração depositada $k(\sigma)$ e é definida por (Pang e Sharma, 1995):

$$k(\sigma) = \frac{k_0}{1 + \beta \sigma} \quad (\text{A-4})$$

onde: c e σ são as concentrações das partículas retidas e capturadas, respectivamente. Além disso, essas concentrações são consideradas funções contínuas no tempo e no espaço, k_0 é a permeabilidade inicial da formação, U é a velocidade de fluxo, μ é a viscosidade, ϕ é a porosidade, λ e β são os parâmetros de ajuste do modelo, coeficientes de filtração e de dano à formação, respectivamente.

Introduzindo as expressões adimensionais $X = \frac{x}{L}$ e $T = \frac{Ut}{\phi L}$ em (A-1), (A-2) e (A-3),

encontramos as equações adimensionais básicas:

$$\frac{\partial c}{\partial T} + \frac{\partial c}{\partial X} = - \frac{1}{\phi} \frac{\partial \sigma}{\partial T} \quad (\text{A-5})$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial T} = \lambda \phi L c \quad (\text{A-6})$$

$$U = -\frac{k_0 k(\sigma)}{\mu L} \frac{\partial p}{\partial X} \quad (\text{A-7})$$

Aplicando o método das características no sistema (A-5)-(A-6), considerando as condições iniciais e de contorno (equações (11) e (12)), determinamos os perfis de concentração de partículas suspensas e retidas, para $T \geq X$:

$$c(X, T) = \begin{cases} c_0 e^{-\lambda LX}; & \text{se } T \geq X \\ 0; & \text{se } T < X \end{cases} \quad (\text{A-8})$$

$$\sigma(X, T) = \begin{cases} \lambda L \phi c_0 (T-X) e^{-\lambda LX}; & \text{se } T \geq X \\ 0; & \text{se } T < X \end{cases} \quad (\text{A-9})$$

Substituindo as expressões adimensionais de X e T em (A-8) e (A-9), temos que:

$$c(x, t) = \begin{cases} c_0 e^{-\lambda x}; & \text{se } \frac{U}{\phi} t \geq x \\ 0; & \text{se } \frac{U}{\phi} t < x \end{cases} \quad (\text{A-10})$$

$$\sigma(x, t) = \begin{cases} \lambda \phi c_0 \left(\frac{U}{\phi} t - x\right) e^{-\lambda x}; & \text{se } \frac{U}{\phi} t \geq x \\ 0; & \text{se } \frac{U}{\phi} t < x \end{cases} \quad (\text{A-11})$$

Substituindo a solução (A-9) na definição de impedância (Equação (2)), obtemos:

$$J(T) = 1 + \beta \phi c_0 \left(T(1 - e^{-\lambda L}) + e^{-\lambda L} + \frac{e^{-\lambda L} - 1}{\lambda L} \right), \text{ se } T \geq 1 \quad (\text{A-12})$$

Normalmente, em testes laboratoriais, a quantidade de volume poroso injetado varia de 100 a 10000 p.v.i, por isso o comportamento de $J(T)$ para $T < 1$ pode ser ignorado.

Experimentalmente pode-se determinar a impedância através da medição da variação de pressão utilizando-se a equação:

$$J(T) = \frac{k_0}{k_{eq}(T)} = \frac{k_0 \Delta p(T)}{\mu L U(T)} \quad (\text{A-13})$$

A impedância depende linearmente do tempo, conforme (A-12):

$$J(T) = mT + \delta \quad (\text{A-14})$$

onde:

$$m = \beta \phi c_0 (1 - e^{-\lambda L}) \quad (\text{A-15})$$

$$\delta = 1 + \left(e^{-\lambda L} + \frac{(e^{-\lambda L} - 1)}{\lambda L} \right) \quad (\text{A-16})$$

Rezende (2001) calculou o intervalo de variação do coeficiente linear δ da impedância, utilizando-se valores máximos e mínimos de λ e β , e obteve $0,9994 < \delta < 1$.

Dessa forma, a fórmula da impedância pode ser descrita da seguinte forma:

$$J(T) = mT + 1 \quad (\text{A-17})$$

Neste caso, somente o coeficiente angular m varia de teste para teste. Essa inclinação da impedância ($m(\lambda, \beta)$) determina a relação $\beta = \beta(\lambda)$, onde os parâmetros λ e β não podem ser calculados separadamente. Se a concentração efluente é conhecida, λ pode ser obtido da Equação (A-18) e β pode ser obtido da relação $\beta(\lambda)$ (Equação (A-19)).

Logo, para a determinação do coeficiente de filtração λ (Figura A.1), deve-se conhecer o comprimento do testemunho L e a concentração das partículas em suspensão da água injetada na entrada do testemunho c_0 ; e a partir da medição da concentração na saída do testemunho $c(X=1, T)$ determina-se o coeficiente de filtração para $T \geq 1$ p.v.i (volume de poro injetado):

$$\lambda = \frac{1}{L} \ln \left(\frac{c_0}{c(X=1, T)} \right) \quad (\text{A-18})$$

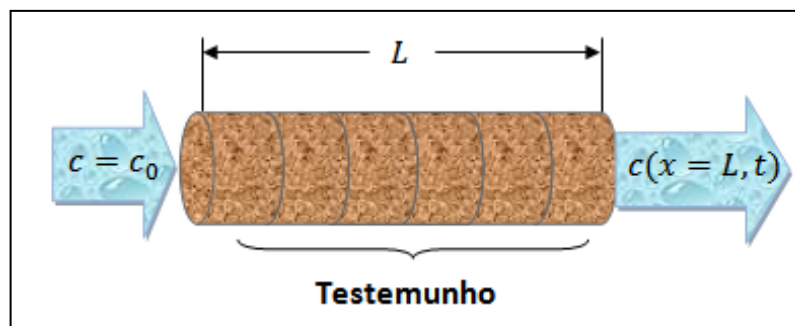


Figura A.1 – Representação esquemática do teste laboratorial para determinação do coeficiente de filtração.

A partir da determinação experimental da inclinação da impedância (m), pode-se calcular β :

$$\beta(\lambda) = \frac{m}{\phi c_0 (1 - e^{-\lambda L})} \quad (\text{A-19})$$

A determinação de β é possível devido à obtenção de λ (A-18) e a sua substituição em (A-19). Assim, os dados de $c(X=1, T)$ e $\Delta p(T)$ permitem determinar os dois parâmetros do modelo (λ e β).

A medição da concentração das partículas requer equipamentos especiais de alto custo, por isso esses dados não são encontrados facilmente na literatura. Caso não se conheça a concentração efluente, os parâmetros λ e β podem ser determinados a partir do método dos 3 pontos de pressão (Rezende, 2001).

O método dos três pontos de pressão foi desenvolvido para determinar simultaneamente os dois coeficientes do modelo, utilizando somente dados de variação de pressão. Neste novo método, foi utilizado um manômetro em um ponto qualquer do testemunho, além dos tradicionais na entrada e saída do testemunho, conforme Figura A.2.

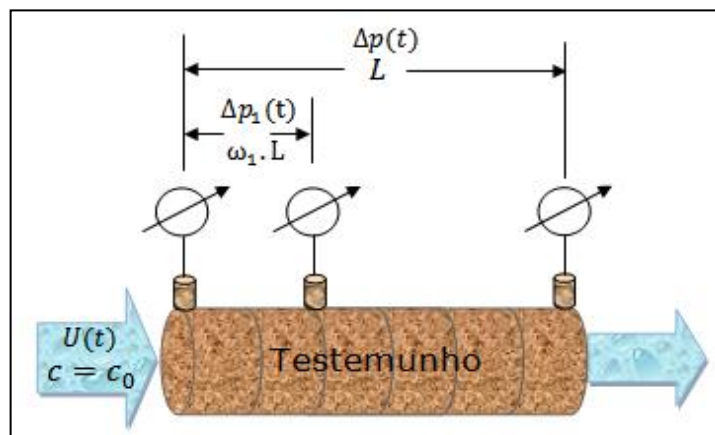


Figura A.2 – Representação esquemática do teste laboratorial chamado Método dos Três Pontos de Pressão.

O sistema mostrado na Figura A.2 permite medir a impedância em dois intervalos. Sendo assim, considerando que λ e β são constantes ao longo do meio poroso, pode-se determinar λ e β simultaneamente.

Apêndice B. Modelagem da Injetividade do Reboco Externo em Testes Laboratoriais

Após o tempo de transição, o reboco externo cresce com uma permeabilidade k_c e porosidade ϕ_c . A impedância durante a formação do reboco externo é obtida a partir da taxa de crescimento do reboco ou espessura do reboco externo h_c , que é determinada pela velocidade do fluxo e pela quantidade de partículas em suspensão na água injetada.

A partir do volume total de partículas (B-1) e do volume poroso total (B-2) determina-se a espessura do reboco externo (B-3).

$$V_{Partículas} = Qc_o(t - t_{tr}) \quad (B-1)$$

$$V_t(\phi) = V_t(1 - \phi) = V_{Partículas} \quad (B-2)$$

$$h_c(t) = \frac{U}{(1 - \phi_c)} c_o(t - t_{tr}) \quad (B-3)$$

A permeabilidade média do testemunho $k(T)$ é igual à média harmônica de dois leitoss sequenciais – o reboco externo e o testemunho com as partículas depositadas:

$$\frac{h_c + L}{k(T)} = \frac{h_c}{k_c} + \frac{L}{k(T_{tr})} \quad (B-4)$$

Assumindo que o reboco possui pequena espessura $h_c \ll L$ nas expressões (B-3) e (B-4), obtém-se uma expressão para a diminuição da permeabilidade de uma maneira similar à Equação (17):

$$\frac{k(T_{tr})}{k(T)} = \frac{k(T_{tr})\Delta p(T)}{\mu L U(T)} \quad (B-5)$$

$$\frac{k(T_{tr})}{k(T)} = 1 + \frac{k(T_{tr})}{k_c} \frac{c_o\phi}{1 - \phi_c} (T - T_{tr}) \quad (B-6)$$

Assim, a expressão da impedância durante a formação do reboco externo é obtida através das equações (B-5) e (B-6):

$$J(T) = J(T_{tr}) \left(1 + \frac{k_{tr}}{k_c J(T_{tr})} \frac{c_o\phi}{1 - \phi_c} (T - T_{tr}) \right) \quad (B-7)$$

Apêndice C. Modelagem da Filtração Profunda e Injetividade para Poços Abertos

Admitindo-se simetria radial no processo de injeção de água em poços abertos, o sistema de equações que descreve a filtração profunda e o consequente dano à formação é:

$$\phi \frac{\partial c}{\partial t} + \frac{Q}{2\pi rL} \frac{\partial c}{\partial r} = - \frac{\partial \sigma}{\partial t} \quad (\text{C-1})$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \frac{Q}{2\pi rL} \lambda c \quad (\text{C-2})$$

$$\frac{Q}{2\pi rL} = - \frac{k_0 k(\sigma)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (\text{C-3})$$

Introduzindo as expressões adimensionais $X = \left(\frac{r}{R}\right)^2$ (C-4) e $T = \frac{Q}{\pi R^2 \phi L} t$ (C-5) em

(C-1), (C-2) e (C-3), encontramos as equações adimensionais básicas para fluxo radial:

$$\frac{\partial c}{\partial T} + \frac{\partial c}{\partial X} = - \frac{1}{\phi} \frac{\partial \sigma}{\partial T} \quad (\text{C-6})$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial T} = \frac{R\phi}{2\sqrt{X}} \lambda c \quad (\text{C-7})$$

$$\frac{Q}{4\pi XL} = - \frac{k_0 k(\sigma)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial X} \quad (\text{C-8})$$

As condições iniciais e de contorno para fluxo radial são representadas por:

$$T = 0 : c = \sigma = 0 \quad (\text{C-9})$$

$$X = X_w : c = c_0 \quad (\text{C-10})$$

Assim, aplicando o método das características, a solução do sistema (C-6)-(C-7), considerando as condições iniciais (C-9) e de contorno (C-10), temos:

$$c(X, T) = \begin{cases} c_0 e^{-\lambda R(\sqrt{X} - \sqrt{X_w})}; & \text{se } T \geq X - X_w \\ 0; & \text{se } T < X - X_w \end{cases} \quad (\text{C-11})$$

$$\sigma(X, T) = \begin{cases} \frac{R\phi}{2\sqrt{X}} \lambda c_0 e^{-\lambda R(\sqrt{X} - \sqrt{X_w})} (T - X + X_w); & \text{se } T \geq X - X_w \\ 0; & \text{se } T < X - X_w \end{cases} \quad (\text{C-12})$$

onde: X_w é o raio do poço adimensional (Equação (C-4)).

Dimensionalizando as expressões (C-11) e (C-12):

$$c(r,t) = c_0 e^{-\lambda(r-r_w)}, \text{ se } \frac{Q}{\pi\phi L} t \geq r^2 - r_w^2 \quad (\text{C-13})$$

$$\sigma(r,t) = \frac{\lambda\phi}{2r} c_0 e^{-\lambda(r-r_w)} \left(\frac{Q}{\pi\phi L} t - r^2 + r_w^2 \right), \text{ se } \frac{Q}{\pi\phi L} t \geq r^2 - r_w^2 \quad (\text{C-14})$$

Substituindo a expressão (A-4) na (C-8) e integrando a equação resultante para o gradiente de pressão, obtém-se a equação:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi L k_0} \int_{X_w}^1 \frac{1 + \beta\sigma}{X} dX \quad (\text{C-15})$$

Substituindo (C-14) na (C-15) e utilizando a Equação (2), encontramos a impedância para $T \geq 1 - X_w$ (C-16) e para $T < 1 - X_w$ (C-17) em poços abertos.

$$J(T) = 1 - \frac{\beta}{\ln X_w} \lambda\phi R c_0 e^{\lambda R \sqrt{X_w}} \left\{ (T + X_w) \left(-e^{-\lambda R} + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\sqrt{X_w}} - \lambda R \int_{\lambda R \sqrt{X_w}}^{\lambda R} \frac{e^{-z}}{z} dz \right) + \frac{e^{-\lambda R}}{\lambda R} - \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\lambda R} \right\} \quad (\text{C-16})$$

$$J(T) = 1 - \frac{\beta}{\ln X_w} \lambda\phi R c_0 e^{\lambda R \sqrt{X_w}} \left\{ (T + X_w) \left(-\frac{e^{-\lambda R \sqrt{T+X_w}}}{\sqrt{T+X_w}} + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\sqrt{X_w}} - \lambda R \int_{\lambda R \sqrt{X_w}}^{\lambda R \sqrt{T+X_w}} \frac{e^{-z}}{z} dz \right) + \frac{e^{-\lambda R \sqrt{T+X_w}}}{\lambda R} - \frac{e^{-\lambda R \sqrt{X_w}}}{\lambda R} \right\} \quad (\text{C-17})$$

Injetividade para Poços Abertos durante o Crescimento do Reboco Externo

A cinética da deposição de partículas (Equação (4)) possibilita a determinação do tempo de transição (C-18). A determinação do tempo de transição, juntamente com a utilização da correlação $\beta(\lambda)$ (Da Silva *et al.*, 2005), permite o cálculo do fator dano à formação. De acordo com a correlação $\beta(\lambda)$, a deposição das partículas corresponde a uma fração α do valor inicial da porosidade.

$$t_{tr} = \frac{2\alpha\phi\pi r_w L}{\lambda c_0 Q} \quad (\text{C-18})$$

Da mesma forma que o caso linear, a impedância durante a formação do reboco externo é obtida a partir da taxa de crescimento do reboco ou espessura do reboco externo h_c . A fórmula da espessura do reboco é representada por:

$$\pi(r_w^2 - (r_w - h_c)^2)L(1 - \phi_c) = Qc_0(t - t_{tr}) \quad (C-19)$$

Assumindo que a espessura do reboco é muito menor que o raio do poço, a Equação (C-19) pode ser simplificada:

$$h_c(t) = \frac{Q}{2\pi r_w L(1 - \phi_c)} c_0(t - t_{tr}) \quad (C-20)$$

O cálculo da queda de pressão no reboco externo é obtido pela equação modificada da lei de Darcy (C-8) para geometria radial:

$$\Delta p_c = \int_{r_w - h_c}^{r_w} -\frac{\partial p}{\partial r} dr = \frac{Q\mu}{2\pi k_c r_w} h_c \quad (C-21)$$

Substituindo a expressão do crescimento do reboco (C-20) em (C-21) obtém-se:

$$\Delta p_c = \frac{Q^2 \mu}{4\pi^2 r_w^2 k_c L^2 (1 - \phi_c)} c_0(t - t_{tr}) \quad (C-22)$$

O diferencial total é dado por (C-15) e (C-22):

$$\Delta p_t(T) = \frac{Q\mu(-\ln X_w)}{4\pi L k_0} \left(J(T_{tr}) + \frac{k_{tr} \phi c_0}{k_c (1 - \phi_c) X_w (-\ln X_w)} (T - T_{tr}) \right) \quad (C-23)$$

Assim, substituindo a Equação (C-23) na Equação (C-15) e utilizando a definição da Equação (2), encontramos a fórmula da impedância durante a formação do reboco externo.

$$J(T) = J(T_{tr}) + \frac{k_{tr} \phi c_0}{k_c (1 - \phi_c) X_w (-\ln X_w)} (T - T_{tr}) \quad (C-24)$$

Logo, a fórmula da impedância durante a formação do reboco externo contém contribuições dos fenômenos da filtração profunda e do reboco externo.

Apêndice D. Fluxo de Água em Canhoneios

O fluxo durante o processo de injeção de água para poços canhoneados tem geometria elíptica. A Figura 3.6 mostra a geometria elipsoidal dos canhoneios. No interior do canhoneio, assume-se uma pressão constante e igual à pressão de fundo do poço (p_w).

A pressão nessa região, considerando o fluido incompressível, é representada por:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (\text{D-1})$$

Neste caso, para aproveitar a simetria elipsoidal, faz-se uma mudança de variáveis uma vez que a pressão é fixa ao longo de uma superfície elíptica.

$$\begin{aligned} x &= H \sinh w \sen v \cos \gamma \\ y &= H \sinh w \sen v \sen \gamma \\ z &= H \cosh w \cos v \end{aligned} \quad (\text{D-2})$$

onde: H (foco da elipse) define a forma geral correspondente à superfície elíptica, w representa a elipsóide concêntrica, v e γ representam os ângulos para os planos $x-y$ e $y-z$, respectivamente (ver Figura 3.6).

Esses valores podem ser expressos em termos de r_p e L_p , apresentados na Figura 3.6.

As expressões (D-2) demonstram que para $v = \frac{\pi}{2}$, $z = 0$. E para $z = 0$, segue que:

$$x^2 + y^2 = r_p^2 \quad (\text{D-3})$$

$$r_p = H \sinh w_p \quad (\text{D-4})$$

E conforme Figura 3.6, para $x = y = 0$, $z = L_p$ representa um ponto na extremidade do canhoneio. Assim, para $v = 0$ e $x = y = 0$, temos:

$$L_p = H \cosh w_p \quad (\text{D-5})$$

A pressão é constante sobre cada superfície elipsoidal do canhoneio. Por esta razão, a pressão depende apenas da coordenada w . Dessa forma, a expressão (D-1) apresenta-se da seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial w} \left(\sinh w \frac{\partial p}{\partial w} \right) = 0 \quad (\text{D-6})$$

Integrando a expressão (D-6) e aplicando as condições de contorno (D-7), obtemos a expressão (D-8) que mostra como a pressão em torno do canhoneio depende de w :

$$p_w : w_p \quad (\text{D-7})$$

$$p_R : w_R$$

$$p(w) = p_R - \Delta p \frac{\ln \left(\frac{\xi + 1}{\xi - 1} \right)}{\ln \left(\frac{\xi_p + 1}{\xi_p - 1} \right)} \quad (\text{D-8})$$

onde: $\xi = \exp w$ e $\xi_p = \exp w_p$.

A partir da expressão (D-8) e usando a lei de Darcy modificada (D-9), pode-se calcular a taxa de fluxo no canhoneio:

$$U = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (\text{D-9})$$

onde: ∇p é o diferencial de pressão na superfície elipsoidal e é expresso por (D-10).

$$\nabla p = \left(i_x \frac{\partial w}{\partial x} + i_y \frac{\partial w}{\partial y} + i_z \frac{\partial w}{\partial z} \right) \frac{\partial p}{\partial w} \quad (\text{D-10})$$

onde: i_x , i_y e i_z são vetores nas direções x , y e z , respectivamente.

Neste caso, para encontrar a componente perpendicular do fluxo para a superfície elipsoidal, o produto de entrada de uma unidade normal à superfície (N) é requerido:

$$U_w = -\frac{k}{\mu} N \cdot \nabla p \quad (\text{D-11})$$

O diferencial de pressão na superfície elipsoidal depende de w e a normal para a superfície do canhoneio (N) é dada por:

$$N = \frac{i_x (\cosh w \sen v \cos \gamma) + i_y (\cosh w \sen v \sen \gamma) + i_z (\senh w \cos v)}{\sqrt{\senh^2 w + \sen^2 v}} \quad (D-12)$$

Substituindo as expressões (D-10) e (D-12) na (D-11), encontramos a equação do fluxo perpendicular da superfície na constante w :

$$U_w = -\frac{k}{H\mu} \frac{1}{\sqrt{\senh^2 w + \sen^2 v}} \frac{\partial p}{\partial w} \quad (D-13)$$

A vazão através de um canhoneio é determinada pelo fluxo multiplicado pelo elemento de área sob a superfície da elipse.

$$q_p = -\iint U_w \Big|_{w=w_p} dA \quad (D-14)$$

onde: $dA = H^2 \senh w_p \sen v \sqrt{\senh^2 w_p + \sen^2 v} dv d\gamma$ e o sinal negativo é selecionado de modo que a vazão de injeção seja um número positivo.

Substituindo (D-13) na (D-14), obtém-se a vazão através de um canhoneio:

$$q_p = -\int_0^{\pi/2} \int_0^{2\pi} \frac{kH}{\mu} \senh w_p \sen v \frac{dp}{dw} \Big|_{w=w_p} dv d\gamma$$

$$q_p = \frac{2\pi k_{eq} H_p}{\mu} \left[\frac{\Delta p}{\ln \left(\frac{\xi_p + 1}{\xi_p - 1} \right)} \right] \quad (D-15)$$

onde: $\tanh(w_p) = \frac{r_p}{L_p}$, $H_p = \frac{r_p}{\senh(w_p)}$.

Apêndice E. Injetividade para Poços Canhoneados Desconsiderando o Dano na Região de Fluxo Radial

Considerando que o escoamento é aproximadamente radial em torno do canhoneio no plano $z=0$ (ver Figura 3.6), então, o perfil das concentrações das partículas ao redor do eixo do canhoneio pode ser obtido pelas equações da geometria radial (C-11) e (C-12):

$$c(r,t) = c_0 e^{-\lambda(r-r_p)} \quad (\text{E-1})$$

$$\sigma(r,t) = \frac{\lambda\phi}{2r} c_0 e^{-\lambda(r-r_p)} \left(\frac{Q}{\pi\phi L_p} t - r^2 + r_p^2 \right) \quad (\text{E-2})$$

A distribuição da permeabilidade ao redor do canhoneio pode ser obtida pelas expressões (E-2), (A-4) e pela Equação (D-15).

Assim, considerando as hipóteses (a), (b) e (c) da seção 3.1.2.2 e discretizando a distribuição da permeabilidade em torno do canhoneio em várias camadas, conforme Figura 3.6, podemos determinar a impedância na região canhoneada.

Reescrevendo a Equação (D-15), considerando que o fluido é incompressível e a discretização proposta na Figura 3.6, determina-se a permeabilidade equivalente, k_{eq} , em torno do canhoneio. E, portanto, a partir da Equação (2) determina-se a impedância em torno do canhoneio durante a filtração profunda (Equação 34), conforme proposto por Pang e Sharma (1995).

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](#)