

EFEITOS DO FLUXO BIFÁSICO E DA COMPRESSIBILIDADE  
NO DECLÍNIO DA INJETIVIDADE NOS POÇOS INJETORES DE  
ÁGUA

**ANTONIO CÉSAR DE ARAÚJO GOMES**

“Tese apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração de Petróleo”.

**ORIENTADOR: PAVEL BEDRIKOVETSKY, Ph.D, D.Sc**

**MACAÉ / RJ**

**DEZEMBRO DE 2003**

EFEITOS DO FLUXO BIFÁSICO E DA COMPRESSIBILIDADE  
NO DECLÍNIO DA INJETIVIDADE NOS POÇOS INJETORES DE  
ÁGUA

**ANTONIO CÉSAR DE ARAÚJO GOMES**

“Tese apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração de Petróleo”.

Aprovada em 04 de dezembro de 2003.

Comissão Examinadora:

---

Marcelo Curzio Salomão, Ph.D. (CENPES/PETROBRAS)

---

Antônio Luiz Serra e Souza, Ph.D. (CENPES/PETROBRAS)

---

Antonio Abel Gonzales Carrasquilla, Ph.D. (LENEP/UENF)

---

Pavel Bedrikovetsky, Ph.D, D.Sc, Orientador (LENEP/UENF)

## DEDICATÓRIA

---

Dedico este trabalho a minha esposa Suzana, meus filhos César e Fernanda, meus pais Antonio+ e Alice e aos meus tios Almir+, Helena e Djalma+ .

+ in memorian

## **AGRADECIMENTOS**

---

A Deus pela chama da vida que se renova a cada dia.

Aos meus familiares e amigos pela minha ausência nos momentos de estudo.

Aos professores, colegas e funcionários do LENEP, Laboratório de Engenharia de Exploração e Produção, pela enriquecedora convivência, tanto no campo intelectual quanto pessoal.

Aos colegas de mestrado, José Netto, Marcos Nogueira, Maylton Silva, José Daher, Márcia Ida, Jéferson Boim, Kenji Yamashita, Fernando Machado, Helder Frota e Adilson Satiro, companheiros desta caminhada.

Ao geólogo Daniel Steagall pelo compartilhamento dos dados práticos utilizados em sua tese.

Ao engenheiro Eurico Altoé pelas várias discussões e orientações teóricas.

Aos membros da banca examinadora, expoentes nas suas áreas de atuação, pela gentileza de aceitar esta incumbência.

Ao professor Pavel Bedrikovetsky pela insistência para que este trabalho ocorresse.

Ao Prof. Carlos Dias pela construção e organização do LENEP.

Ao LENEP/UENF pela acolhida sempre fraterna.

A PETROBRAS esta grande Empresa.

## SUMÁRIO

---

A perda da capacidade do poço injetor em manter o volume injetado, conhecida como perda de injetividade, é um fenômeno presente nos poços de injeção de água.

O fenômeno perda de injetividade está associado à presença de partículas sólidas e/ou líquidas em suspensão na água injetada. As partículas são capturadas pelo meio poroso, resultando no entupimento interno e externo com dano à formação e conseqüente perda de injetividade.

Antes do início da injeção a vizinhança do poço injetor está saturada com óleo em presença de pequena quantidade de água, a água conata. Após a injeção de água esta região é preenchida com a água injetada ficando na mesma apenas uma pequena quantidade de óleo, o óleo residual.

Caso a mobilidade da água injetada seja maior que do óleo presente,  $M > 1$ , onde  $M$  é a razão de mobilidades água/óleo, teremos um aumento da injetividade pois a mobilidade total do sistema está aumentando.

Todavia, o efeito que a mudança da razão de mobilidades óleo/água causa na injetividade durante o entupimento interno/externo não tem sido estudado ou levado em contas durante a interpretação do histórico e a previsão de injeção.

No presente trabalho são estudados e desenvolvidos modelos matemáticos para determinação do dano à formação na vizinhança do poço injetor, e equação análoga para caracterizar a formação de reboco externo à formação por retenção de partículas bem como para a interpretação dos efeitos da variação da razão de mobilidades.

Os modelos são baseados na observação de que o dano causado pelas partículas em suspensão ocorre na vizinhança do poço onde podemos considerar a saturação de óleo residual. O efeito da variação da razão de mobilidades é também muito importante fora da área de maior dano por deposição de partículas.

O principal resultado deste trabalho é a caracterização da dependência linear existente entre o volume de água injetado e o entupimento total, tanto interno quanto na face externa da formação.

As equações desenvolvidas permitem a previsão do comportamento de injetividade do poço a partir da caracterização do fenômeno através de dados históricos.

A caracterização do fenômeno e previsão do declínio de injetividade foi realizada para alguns poços do reservatório N (Bacia de Campos – Brasil), cujos dados estão disponíveis em várias teses de mestrado da Universidade Estadual de Campinas e Universidade Estadual do Norte Fluminense. Os dados foram tratados usando os modelos analíticos desenvolvidos, foram obtidos: i) os parâmetros de filtração, ii) dano de formação e, iii) a permeabilidade do reboco.

Palavras Chaves: injetividade, impedância, filtração profunda, reboco externo, dano à formação, fluxo bifásico, mobilidade.

## ABSTRACT

---

Injectivity decline during sea/produced water injection is a wide spread phenomenon in offshore and onshore waterflood projects. It happens due to solid and liquid particles suspended in the injected water. The analysis of the field injectivity decline history allows for characterisation of the formation damage system and consequent prediction of well behaviour.

The injectivity index increases  $M$  times during the displacement of oil by water ( $M$  is the water-oil mobility ratio). It affects the well injectivity and changes the results of injectivity decline curves interpretation.

We study the collective effect of the particulate suspension injection and the total oil-water mobility variation on well injectivity. An explicit formula for injectivity decline due to both effects was derived. The effect of the total oil-water mobility variation on injectivity is particularly significant for cases of heavy oil and relatively low formation damage.

We also study the effect of compressibility during the initial well test.

A method for determination of filtration and formation damage coefficients and filter cake permeability from the well injectivity history accounting for varying oil-water mobility is developed. The example of well data treatment for the deep-water offshore reservoir N (Campos Basin, Brazil) is presented.



Keywords: injectivity, impedance, deep bed filtration, external cake, formation damage, mobility.

## ÍNDICE

---

DEDICATÓRIA.....	iii
AGRADECIMENTOS .....	iv
SUMÁRIO .....	vi
ABSTRACT .....	viii
ÍNDICE .....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABELAS .....	xv
NOMENCLATURA .....	xvi
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....	1
CAPÍTULO 2 – CONCEITOS BÁSICOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	5
2.1 . Conceitos básicos .....	5
2.1.1. Petróleo.....	5
2.1.2. Embasamento .....	5
2.1.3. Rocha geradora .....	5
2.1.4. Migração .....	6
2.1.5. Matriz da rocha .....	6
2.1.6. Poro.....	6
2.1.7. Garganta do poro .....	6
2.1.8. Porosidade .....	6

2.1.9. Rocha reservatório .....	7
2.1.10. Capa de gás .....	7
2.1.11. Zona de óleo .....	8
2.1.12. Aquífero.....	8
2.1.13. Poço .....	8
2.1.14. Injetividade .....	8
2.1.15. Impedância.....	9
2.1.16. - Tipos de fluxo de fluidos no reservatório.....	10
2.1.16.1. Fluxo monofásico .....	10
2.1.16.2. Fluxo bifásico .....	10
2.1.16.3. Fluxo multifásico.....	10
2.1.17. – Regimes de fluxo de fluidos no reservatório .....	10
2.1.17.1. Regime transiente .....	11
2.1.17.2. Regime pseudo-permanente .....	11
2.1.17.3. Regime permanente.....	11
2.2 . Revisão Bibliográfica .....	12
2.2.1 Modelos Contínuos .....	12
2.2.1 Modelos Estatísticos .....	13
2.3 . Trabalhos de modelagem na literatura.....	14
2.3.1 Redução da Permeabilidade por Entupimento.....	17
CAPÍTULO 3 – A INJEÇÃO DE ÁGUA .....	20
3.1. Como é feita a injeção .....	20
3.2. O índice de injetividade e a impedância.....	21
3.2.1. Vazão de injeção.....	22
3.2.2. Pressão de fluxo no fundo do poço.....	22
3.2.3. Pressão estática.....	23
3.3. A qualidade da água injetada.....	23
3.3.1. Aspectos físicos da água injetada.....	23
3.3.2. Aspectos químicos da água injetada.....	24
3.3.3. Aspectos biológicos da água injetada .....	24
3.4. A perda da injetividade.....	25
3.5. O entupimento dos poros .....	26
CAPÍTULO 4 – COMPRESSIBILIDADE, FLUXO BIFÁSICO E ENTUPIMENTO .....	28
4.1. Compressibilidade.....	28
4.2. Fluxo Bifásico.....	32
4.3. Entupimento .....	37
4.3.1. Filtração profunda .....	38
4.3.2. Reboco externo.....	40
4.4. Consideração Conjunta do Dano e do Fluxo Bifásico .....	42
4.5. Caracterização Através de Dados Históricos de Campo.....	46
4.6. Condições de Maior Influência da Alternância de Mobilidades .....	47
4.7. Tratamento de dados de poços injetores dos campos Y .....	48
4.7.1 Cálculo do efeito da compressibilidade .....	51
4.7.2 - Cálculo do efeito do fluxo bifásico e dano a formação .....	55
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES .....	59

CAPÍTULO 6 – NOVIDADE DESENVOLVIDA NESTE TRABALHO.....	61
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	63
APÊNDICES .....	66
Apêndice A. Fluxo radial transiente perto do injetor.....	67
Apêndice B. Fluxo incompressível de água no óleo residual .....	70
B.1. Pressão no raio de contorno.....	70
B.2. Análise do raio de drenagem para o poço injetor .....	70
Apêndice C. Exemplo de planilha do software Mathcad para cálculo do efeito da compressibilidade.....	72
Apêndice D. Desenvolvimento das equações de Buckley & Leverett para fluxo radial.....	76
Apêndice E. Exemplo de planilha do software Mathcad para cálculo do desenvolvimento Buckley & Leverett radial.....	79
Apêndice F. Filtração radial profunda .....	83
Apêndice G. Exemplo de planilha do software Mathcad para cálculo da Filtração radial profunda. ....	89
Apêndice H. Formação do reboco externo para fluxo radial .....	92
Apêndice I. Exemplo de planilha do software Mathcad para cálculo do reboco externo. ....	95

## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1-1– Composição hipotética dos custos totais na injeção da água.....	3
Figura 2-1 – Representação esquemática do reservatório de petróleo.....	7
Figura 2-2 – Modelos clássicos para fluxo de partículas nos meios porosos.....	12
Figura 2-3 – Representação esquemática de modelo de rede tridimensional.....	13
Figura 2-4 – Concentração de partículas depositadas.....	17
Figura 2-5 – Diminuição da permeabilidade .....	17
Figura 3-1. Entupimento dos poços injetores .....	25
Figura 3-2 Partículas permanecem em suspensão.....	26
Figura 3-3 – Deposição das partículas.....	26
Figura 3-4 – Agregação das partículas. ....	27
Figura 3-5 – Entupimento do poro por partícula única. ....	27
Figura 4-1 - Representação do esquemática do reservatório e poço.....	29
Figura 4-2 - Representação do esquemática do crescimento da pressão. ....	29
Figura 4-3 – Representação do esquemática da procura do equilíbrio.....	30
Figura 4-4 – Representação do esquemática do equilíbrio de pressões. ....	30
Figura 4-5 – Representação do comportamento do II no regime transiente.. ....	31
Figura 4-6 – Superavaliação do índice de injetividade.....	32

Figura 4-7 – Frente de avanço da água. ....	33
Figura 4-8 - Comportamento do Índice de Injetividade. ....	35
Figura 4-9 – Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo X.....	35
Figura 4-10 - Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo Y. ....	36
Figura 4-11 - Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo Z.....	36
Figura 4-12 - Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo W. ....	36
Figura 4-13 - Comportamento do $II_{BL}$ com a variação de mobilidades M .....	37
Figura 4-14 – Filtração profunda e reboco externo .....	38
Figura 4-15 – Crescimento da impedância relativa a filtração profunda. ....	40
Figura 4-16 – Filtração profunda e reboco externo. ....	41
Figura 4-17 – Crescimento da impedância com formação de reboco externo. ...	42
Figura 4-18 – Superposição dos efeitos da impedância .....	44
Figura 4-19 – Evolução da impedância para valores decrescentes de $\alpha$ , $\beta$ . ....	45
Figura 4-20 - Tratamento de dados de campo.....	47
Figura 4-21 – Representação esquemática de dano e fluxo bifásico .....	48
Figura 4-22 – Modelo estrutural esquemático do Campo Y. ....	49
Figura 4-23 - Permeabilidades relativas campo Y.....	50
Figura 4-24 – Comportamento da vazão e pressão para o poço A .....	50
Figura 4-25 – Comportamento da vazão e pressão para o poço B.....	51
Figura 4-26 – Pressão no Teste x Pressão real .....	52
Figura 4-27 – Índice de injetividade do teste x Índice de injetividade real.....	52
Figura 4-28 – Impedância do teste x Impedância real .....	53
Figura 4-29 – Previsão de queda do $II$ relativo inicial e após a 1ª estimulação..	57

## LISTA DE TABELAS

---

Tabela 1 – Dados dos campos.....	35
Tabela 2 - Dados básicos de poço e reservatório para o campo Y.....	54
Tabela 3 – Cálculo do efeito da compressibilidade campo Y.....	55
Tabela 4 – Resumo de resultados com dados de campo. ....	56

## NOMENCLATURA

<b>Letras Latinas</b>		
<b>Símbolos</b>	<b>Descrições</b>	<b>Unidades</b>
<b>c</b>	<b>concentração de partículas na fase líquida</b>	<b>Ppm</b>
<b>h</b>	<b>espessura do reservatório</b>	<b>m</b>
<b>k</b>	<b>permeabilidade</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
<b>m</b>	<b>inclinação na reta da impedância</b>	<b>radiano</b>
<b>p</b>	<b>pressão</b>	<b>Pa</b>
<b>q</b>	<b>vazão</b>	<b>m<sup>3</sup>/s</b>
<b>r</b>	<b>raio</b>	<b>m</b>
<b>r<sub>w</sub></b>	<b>raio do poço</b>	<b>m</b>
<b>r<sub>c</sub></b>	<b>raio de contorno do reservatório</b>	<b>m</b>
<b>r<sub>m</sub></b>	<b>raio médio de partícula injetada</b>	<b>10<sup>-6</sup> m</b>
<b>t</b>	<b>tempo</b>	<b>s</b>
<b>t<sub>r</sub></b>	<b>tempo de transição</b>	<b>s</b>
<b>v</b>	<b>velocidade</b>	<b>m/s</b>
<b>v.p.i.</b>	<b>volumes porosos injetados</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<b>x</b>	<b>distância linear</b>	<b>m</b>
<b>A</b>	<b>área transversal</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
<b>B</b>	<b>fator volume de formação</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup> std</b>
<b>I</b>	<b>injetividade</b>	<b>adimensional</b>
<b>Letras Latinas</b>		



<b>Símbolos</b>	<b>Descrições</b>	<b>Unidades</b>
<b>II'</b>	<b>Índice de injetividade absoluto</b>	<b>m<sup>3</sup>/s/Pa</b>
<b>II</b>	<b>Índice de injetividade absoluto</b>	<b>adimensional</b>
<b>J</b>	<b>impedância</b>	<b>adimensional</b>
<b>L</b>	<b>comprimento</b>	<b>adimensional</b>
<b>M</b>	<b>razão de mobilidades água/óleo</b>	<b>adimensional</b>
<b>R</b>	<b>raio</b>	<b>adimensional</b>
<b>R<sub>c</sub></b>	<b>raio de contorno</b>	<b>m</b>
<b>S</b>	<b>saturação de determinado fluido</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<b>Sa</b>	<b>Área superficial</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
<b>T</b>	<b>volume poroso injetado</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<b>T<sub>tr</sub></b>	<b>tempo de transição em v.p.i.</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<b>X</b>	<b>distância</b>	<b>adimensional</b>

<b>Letras Gregas</b>		
<b>Símbolos</b>	<b>Descrições</b>	<b>Unidades</b>
<i><math>\alpha</math></i>	<b>fração da porosidade inicial</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<i><math>\beta</math></i>	<b>coeficiente do dano de formação</b>	<b>adimensional</b>
<i><math>\sigma</math></i>	<b>concentração de partículas depositadas</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<b>Π</b>	<b>mobilidade total óleo-água</b>	<b>m<sup>2</sup> / Pa.s</b>
<i><math>\phi</math></i>	<b>porosidade</b>	<b>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></b>
<i><math>\lambda</math></i>	<b>coeficiente de filtração</b>	<b>m<sup>-1</sup></b>
<i><math>\lambda(S)</math></i>	<b>mobilidade em função da saturação</b>	<b>m<sup>2</sup> / Pa.s</b>
<i><math>\mu</math></i>	<b>viscosidade</b>	<b>Pa.s</b>

<b>Subscritos e Sobrescritos</b>		
<b>Símbolos</b>	<b>Descrições</b>	<b>Unidades</b>

<b>c</b>	<b>reboco externo</b>	
<b>corr</b>	<b>corrigido</b>	
<b>BL</b>	<b>relativo aos efeitos da variação de mobilidades</b>	
<b>d</b>	<b>relativo a dano de formação</b>	
<b>wf</b>	<b>no fundo do poço</b>	
<b>est</b>	<b>estática</b>	
<b>f</b>	<b>filtração profunda</b>	
<b>w</b>	<b>água</b>	
<b>o</b>	<b>óleo</b>	
<b>g</b>	<b>gás</b>	
<b>0</b>	<b>no momento inicial</b>	
<b>ro</b>	<b>relativo ao óleo</b>	
<b>rw</b>	<b>relativo a água</b>	
<b>rwor</b>	<b>relativa a água no óleo residual</b>	
<b>rowi</b>	<b>relativa ao óleo na água inicial</b>	
<b>te</b>	<b>referente a teste</b>	

## CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

---

Uma significativa parcela dos reservatórios portadores de hidrocarbonetos, quando descobertos, possui energia limitada. Ao serem colocados em produção no que se chama de recuperação primária, esta energia intrínseca do reservatório permite-o produzir apenas cerca de 5 a 15 % do óleo originalmente presente.

A injeção de água, é o método de recuperação secundária mais utilizado para suprimir a carência energética natural de muitos reservatórios. Este método é capaz de elevar a recuperação do óleo original a valores que variam de 15 a 60%. Além de atuar como fluido deslocante do óleo, a água possui a vantagem de ser encontrada, na maior parte do planeta, em abundância e com baixo custo de obtenção e tratamento.

Registros na literatura apontam que a primeira injeção de água ocorreu acidentalmente na segunda metade do século 19 na cidade de Pithole na Pensilvânia (Mitchell, 1982). Observou-se um incremento inesperado na vazão de produção de óleo de um grupo de poços, incremento este que só pôde ser atribuído à injeção acidental de água ocorrida em um poço vizinho.

A injeção de água em reservatórios de petróleo foi proibida no Estado de Nova York até o ano de 1919 e no Estado da Pensilvânia até o ano de 1921, entretanto informações esparsas indicam a utilização do método.

No Brasil a injeção de água é conhecida desde a década de 60. As primeiras aplicações em território nacional ocorreram nos campos de petróleo da bacia do recôncavo, na Bahia, sendo posteriormente utilizada em todas as demais bacias produtoras.

Com o advento da produção de óleo nos campos gigantes, em águas profundas, a indústria do petróleo defronta-se com custos elevados, sendo obrigada a analisar com precisão o comportamento da vazão nos poços injetores, de maneira a distinguir, o comportamento natural devido a propriedades físicas da rocha e fluidos, do comportamento provocado pelo entupimento do meio poroso, por partículas sólidas/líquidas presentes na água injetada.

Objetivando antecipar o retorno dos investimentos realizados nas fases de exploração e pré-operação e até mesmo devido à necessidade da utilização do gás produzido como combustível para fornos, motores e caldeiras, os campos de petróleo iniciam sua atividade pela produção de óleo e gás, ficando a injeção de água para uma etapa posterior da sua vida produtiva.

No estágio de depleção a que são levados os reservatórios antes do início da injeção, é desejável que a equipe de gerenciamento de reservatório tenha pleno domínio do comportamento tanto dos injetores quanto dos produtores, de maneira a poder fornecer dados confiáveis para previsões de produção, injeção, limpeza de poços, novas perfurações, etc.

Como toda a atividade de engenharia de reservatório visa, a princípio, recuperar o petróleo contido no reservatório de maneira mais econômica. No tocante a perda de injetividade não é diferente. Procura-se atingir o ponto de menor custo na soma dos seguintes fatores: 1) tratamento a ser aplicado na água que se pretende injetar, 2) os custos decorrentes das limpezas periódicas nos poços injetores que venham a perder sua injetividade em decorrência de dano provocado por impurezas presentes na água injetada.

Na Figura 1-1 apresentamos um esquema hipotético da correlação entre as variáveis de custo para algumas opções operacionais. O eixo das abscissas varia

desde a opção (1) que é a de não tratar a água a ser injetada até a opção (7) que corresponde à expectativa de não promover limpeza nos poços injetores. O custo mínimo corresponde a uma composição entre tratamento da água de injeção e limpeza dos poços injetores, opção (5).

A análise do custo mínimo não se constitui objeto deste trabalho.

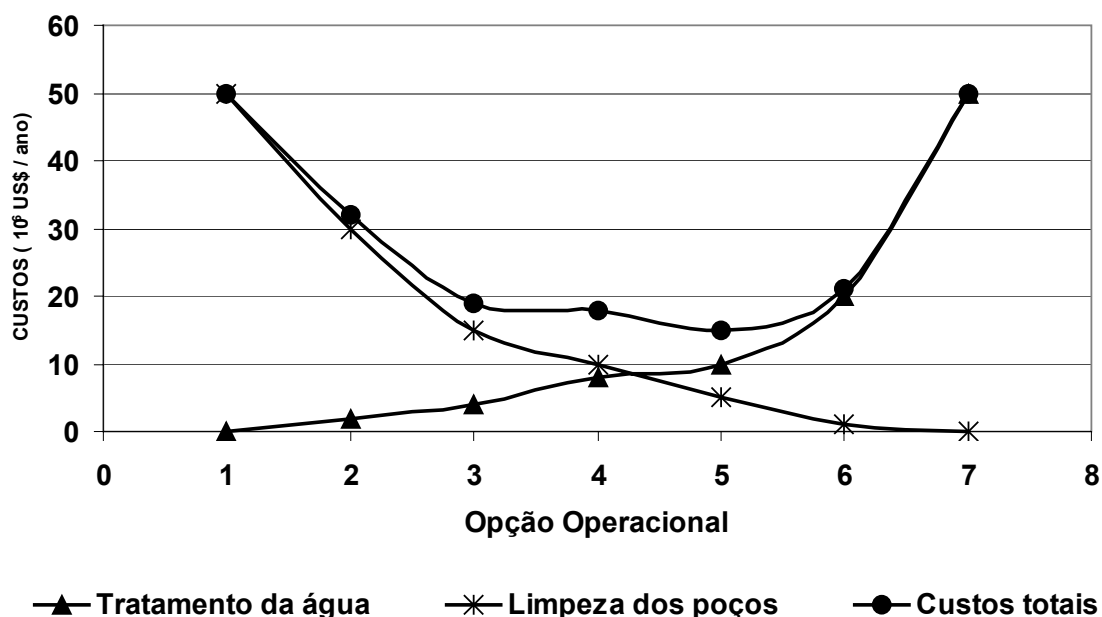


Figura 1-1– Composição hipotética dos custos totais na injeção da água.

A preocupação da gerência das instalações de produção de petróleo na redução dos custos de tratamento de água é bastante presente, porém não se pode perder a visão que o tratamento de água é um processo industrial não exclusivo da indústria do petróleo, empregado em grande escala. Portanto, seus métodos e insumos tendem a ser de preços relativamente baixos e cotados em moeda local. Por outro lado os processos de intervenção e limpeza de poços de petróleo são em geral muito caros (entre US\$ 60.000 e US\$ 8.000.000), prestados por companhias contratadas em moeda estrangeira, onerando assim não apenas o custo operacional como também o orçamento nacional.

O efeito de perda de injetividade é resultado de um fenômeno complexo que envolve não só a composição físico-química da água injetada, mas também a

geometria dos poros, as propriedades químicas (composição e conteúdo de outros materiais) e físicas (estado de tensões e propriedades elásticas) relacionadas à rocha na qual é efetuada a injeção.

Se o fluido injetado ou a rocha que o recebe não estão bem caracterizados, acrescenta-se mais uma dose de incerteza a análise do fenômeno.

## **CAPÍTULO 2 – CONCEITOS BÁSICOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

### **2.1. Conceitos básicos**

A engenharia de reservatório possui uma terminologia própria, convém dedicar alguns parágrafos para a conceituação básica necessária ao melhor entendimento deste trabalho. Especialistas da área podem avançar para a seção 2.2. Revisão Bibliográfica.

#### 2.1.1. Petróleo

Adota-se neste trabalho a terminologia petróleo quando se deseja referir indistintamente ao composto químico predominantemente formado de hidrocarbonetos, independente do estado físico em que se encontre. Quando se refere ao hidrocarboneto no estado líquido denomina-se óleo e no estado gasoso ou vapor denomina-se gás.

#### 2.1.2. Embasamento

Base, fundo ou limite da bacia onde se depositam as demais rochas sedimentares. Formada por rochas ígneas ou metamórficas : granito, etc.

#### 2.1.3. Rocha geradora

O petróleo tem origem em transformações químicas ocorridas na matéria orgânica depositada no que se chama de rocha geradora. A rocha geradora é um mineral argiloso, rico em matéria orgânica, preponderante micro algas, depositadas em ambiente de baixa energia. Posteriormente, com o soterramento do material depositado ocorre aumento da pressão e da temperatura, agentes estes que ao longo de milhões de anos são os responsáveis pela transformação da matéria orgânica em petróleo.

#### 2.1.4. Migração

Lenta saída do petróleo da rocha geradora, devido à ação da pressão. Geralmente em sentido ascendente, as rotas de migração costumam acompanhar as falhas, fraturas, ou interface entre duas rochas diferentes.

#### 2.1.5. Matriz da rocha

É a porção de material em sub-superfície, geralmente em forma de grãos, agregados ou cimentados de rochas siliciclásticas (arenitos) ou carbonáticas (calcário).

#### 2.1.6. Poro

O poro é o espaço compreendido entre os grãos que formam a rocha reservatório. Os poros podem estar preenchidos por fluidos (óleo, água ou gás), ou por partículas sólidas depositadas.

#### 2.1.7. Garganta do poro

Espaço de interligação entre poros.

#### 2.1.8. Porosidade



Relação entre volume total da rocha e o seu volume de material constitutivo sem vazios, maciço.

### 2.1.9. Rocha reservatório

O reservatório, também denominado rocha reservatório, formação, formação produtora, etc. É composta de rocha matriz com porosidade maior que zero.

O petróleo, após passar por um processo de migração desde a rocha geradora, é aprisionado nos poros da rocha reservatório. Caso a rocha reservatório não seja selada, pode ocorrer a perda do petróleo, para outra rocha reservatório ou para o meio ambiente (Figura 2-1).

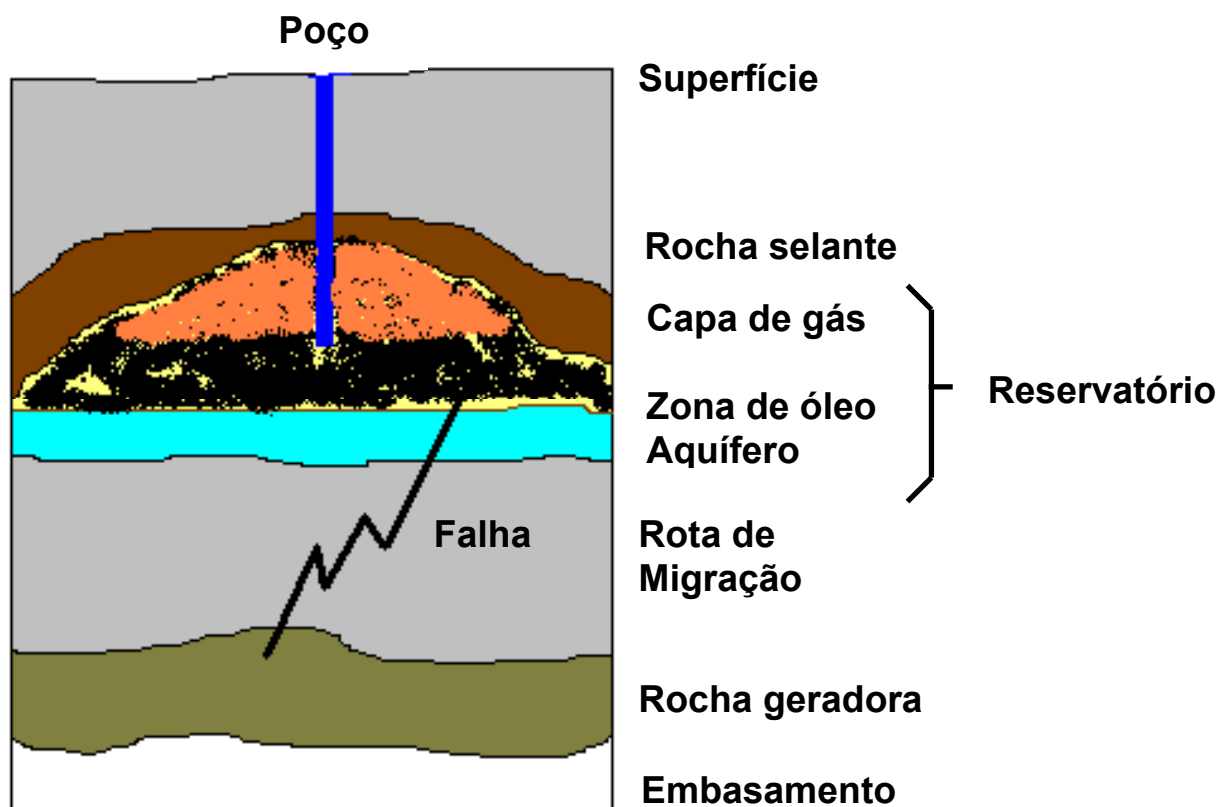


Figura 2-1 – Representação esquemática do reservatório de petróleo.

### 2.1.10. Capa de gás

Porção superior do reservatório, originalmente ou secundariamente preenchidos por gás.

Caso o reservatório seja descoberto com a pressão igual à pressão de saturação (pressão na qual o óleo começa a liberar o gás que se encontra em solução na fase líquida), tem-se a presença de capa de gás original. A capa de gás secundária decorre do reservatório ter, em algum momento, operado em pressões abaixo da pressão de saturação do óleo, o que permitiu a saída do gás da solução que se encontrava no óleo e a sua posterior migração para partes mais elevadas do reservatório.

#### 2.1.11. Zona de óleo

Porção do reservatório originalmente preenchida com óleo.

#### 2.1.12. Aquífero

Porção do reservatório originalmente preenchida com água.

#### 2.1.13. Poço

Perfuração realizada visando atravessar a rocha reservatório com o objetivo de pesquisa, produção de petróleo ou injeção de água ou gás. O interior do poço pode entrar em contato com a formação produtora através de perfurações em sua tubulação (canhoneios), através de telas ou mesmo por ausência de tubulação ao que se denomina poço aberto.

O poço pode ser perfurado obedecendo a algumas trajetórias. A mais comum é a inclinada, sendo raro poços rigorosamente verticais. Os poços com trajetória horizontal estão geralmente associados a espessuras menores de maneira a permitir uma maior exposição do reservatório ao poço, incrementando a produtividade ou injetividade.

#### 2.1.14. Injetividade

Capacidade inerente a cada poço injetor que o faz aceitar a injeção de uma certa vazão de fluido, a uma dada pressão. A injetividade de cada poço é medida pelo índice de injetividade, que é a razão entre a vazão que o poço recebe sobre a diferença de pressão entre o poço e a pressão estabilizada da formação produtora.

### 2.1.15. Impedância

Apresentado na bibliografia (Rodrigues, 2001), a equação (2-1), derivada do modelo analítico de filtração profunda, a impedância adimensional  $J$  é definida como sendo a variação adimensional da pressão no testemunho  $J(T)$ , o qual é o inverso da injetividade. O conceito de impedância extrapola as fronteiras dos testes laboratoriais para ser adotado no dia a dia dos campos de petróleo, equação (2-2).

$$J(T) = 1 + \beta\phi c_m (T(1 - e^{-\lambda_0 L}) + e^{-\lambda_0 L} + \frac{e^{-\lambda_0 L} - 1}{\lambda_0 L}) \quad (2-1)$$

$$J(T) = \frac{k_0}{k(T)} = \frac{k_0 \Delta p(T)}{\mu L U(T)} \quad (2-2)$$

O aspecto mais importante da equação (2-1) é sua dependência linear com o tempo ou como é mais usual com o número de volumes porosos injetados  $T$  (v.p.i.), como mostra a equação (2-3)

$$J(T) = mT + \delta \quad (2-3)$$

onde:

$$m = \beta\phi c_m (1 - e^{-\lambda_0 L}) \quad (2-4)$$

$$\delta = 1 + \beta\phi c_m \left( e^{-\lambda_0 L} + \frac{e^{-\lambda_0 L} - 1}{\lambda_0 L} \right) \quad (2-5)$$

Da análise do fenômeno, (Rodrigues, 2001), propõe o uso de:

$$J(T) = 1 + mT \quad (2-6)$$

Pois termo desprezado tem a ordem de magnitude  $10^{-5}$ , sendo irrelevante em relação aos demais.

#### 2.1.16. - Tipos de fluxo de fluidos no reservatório

A movimentação dos fluidos no interior do reservatório, no que diz respeito a fases móveis, pode apresentar-se sob 3 tipos de fluxo, a saber:

##### 2.1.16.1. Fluxo monofásico

Caracterizado pela movimentação de apenas um fluido no reservatório. Nos campos produtores ocorre nos primórdios da vida produtiva, quando a pressão ainda não atingiu a pressão de saturação e não há a produção conjunta de água. O fluxo monofásico ocorre também nos casos de injeção de gás na capa de gás ou de água no aquífero.

##### 2.1.16.2. Fluxo bifásico

Caracterizado pelo fluxo de dois fluidos, ocorre na produção de óleo em conjunto com gás livre ou água, injeção de água na zona de óleo ou de gás e injeção de gás na zona de óleo ou água.

##### 2.1.16.3. Fluxo multifásico

Apresenta movimentação simultânea de água, gás e óleo no reservatório.

#### 2.1.17. – Regimes de fluxo de fluidos no reservatório

Apresenta-se, nesta seção, o resumo da definição apresentada na bibliografia (Dake,1978).

### 2.1.17.1. Regime transiente

Condição encontrada em um período curto, após alguma perturbação de pressão ter sido aplicada no reservatório, como por exemplo, alteração nas condições de injeção. Neste período a pressão encontra-se em variação no reservatório pois a perturbação ainda não atingiu a fronteira do mesmo. A pressão varia com o tempo e a posição, equação (2-7), e a variação da pressão com o tempo, também é função do tempo e da posição, equação (2-8).

$$p = g(r,t) \quad (2-7)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(r,t) \quad (2-8)$$

### 2.1.17.2. Regime pseudo-permanente

Neste regime a perturbação causada já atingiu a fronteira, entretanto, a fronteira é considerada fechada. Assim, com a injeção a pressão sobe a uma taxa constante no tempo, em todo o reservatório, equação (2-9).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = const. \quad (2-9)$$

### 2.1.17.3. Regime permanente

Neste regime a perturbação causada já atingiu a fronteira, entretanto, a fronteira é considerada aberta. Assim, com a injeção a pressão se mantém constante em todo o reservatório, a massa que sai pelo poço entra pela fronteira. A variação da pressão no tempo é nula, equação (2-10).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad (2-10)$$

## 2.2. Revisão Bibliográfica

O transporte das partículas em suspensão pelo meio poroso se apresenta em duas grandes categorias (Figura 2-2), (Sahimi, 1990):

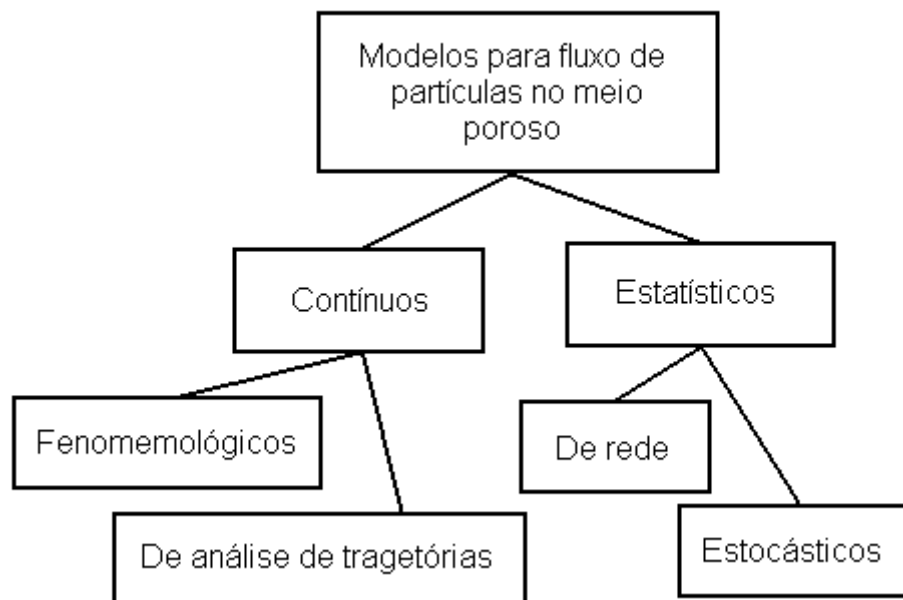


Figura 2-2 – Modelos clássicos para fluxo de partículas nos meios porosos.

### 2.2.1 Modelos Contínuos

Os modelos contínuos subdividem-se de acordo com a escala de observação e descrição dos fenômenos estudados, (Siqueira, 2000).

Os modelos de análise de trajetórias computam os percursos e a captura de partículas no interior dos poros, em função de forças atuantes em escala de poro.

Os modelos fenomenológicos consideram o meio poroso como um sistema fechado, onde as partículas depositam-se.

Baseiam-se em equações de conservação de massa macroscópicas com o auxílio de leis empíricas, como a da taxa de retenção de partículas e o coeficiente de filtração.

A concentração de partículas depositadas, e em suspensão são funções suaves e contínuas no espaço e no tempo.

### 2.2.1 Modelos Estatísticos

Nos modelos estocásticos, os fenômenos são descritos por uma família de variáveis aleatórias, governadas pelas leis da probabilidade.

Os modelos de rede são formados por uma distribuição bi ou tridimensional de nós e tubos, onde os nós representam os poros e os tubos representam as gargantas dos poros (Figura 2-3). A vantagem do modelo de rede é a possibilidade de se representar as propriedades mais relevantes da estrutura porosa, como sua morfologia, topologia e propriedades de percolação (Dullien, 1992). São muito econômicos no que tange a recursos computacionais. Seus problemas estão associados a dificuldades de representar corretamente as correlações entre poros e gargantas que não são regulares.

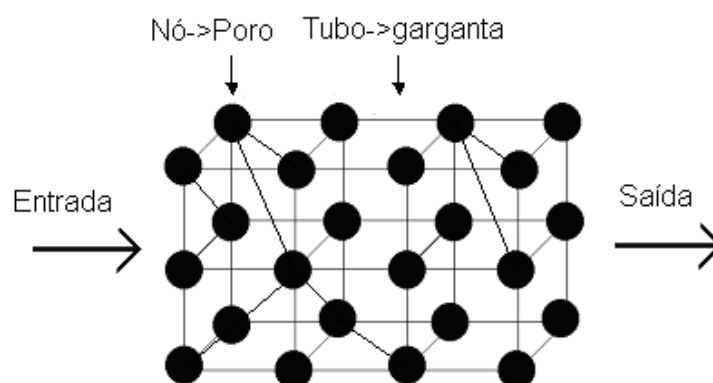


Figura 2-3 – Representação esquemática de modelo de rede tridimensional.

O grau de semelhança com que o modelo de rede representa o reservatório depende do método previamente escolhido para caracterização quantitativa do espaço poroso. O ensaio usual de caracterização do meio poroso é a porosimetria,

cuja interpretação modela o meio poroso como um feixe de capilares tortuosos de seção cilíndrica, o que impede a modelagem da conectividade e da distribuição do tamanho dos poros.

Os ensaios de porosimetria têm sido substituídos por modernas técnicas de processamento de imagem. As imagens são obtidas de lâminas delgadas polidas, através de microscopia ótica e eletrônica que aproximam o modelo das características microscópicas reais do meio poroso.

### **2.3. Trabalhos de modelagem na literatura**

Barkman e Davison (1972), apresentam uma modelagem fenomenológica para o entupimento por sólidos em suspensão através de quatro mecanismos distintos, são eles: 1) formação de reboco na face interna do poço; 2) entupimento interno por finos, com a formação de pontes e reboco interno; 3) enchimento do poço com sedimentos, reduzindo a espessura ( $h$ ) aberta ao fluxo e 4) bloqueio dos canhoneados.

Para cada mecanismo os autores apresentam uma modelagem que permite o cálculo do tempo em que a vazão de injeção atinge um certo percentual da sua vazão original, as formulações das funções de entupimento podem ser obtidas no paper referenciado.

Donaldson (1977), conduziu experimentos laboratoriais onde conclui que certa distribuição de tamanho de partículas pode ser injetada no reservatório sem causar dano. O autor desenvolveu modelo analítico para cálculo desta distribuição (desprezando as forças de atração coloidais).

Todd (1979), demonstrou o significativo entupimento de testemunhos por sólidos inorgânicos, mesmo em soluções bastante diluídas. No experimento em testemunhos este entupimento não foi observado. O autor acredita que seja devido à boa filtração ou influência de microfaturas na parede do poço (as quais dão melhores condições de injetividade).



Todd (1984), utiliza um modelo de rede de percolação para estudar o entupimento e conduz experimentos com partículas de óxido de alumínio para suportar a teoria. O autor chega a conclusões intuitivamente esperadas: 1) que o dano geral é diretamente relacionado ao diâmetro das gargantas dos poros, 2) as partículas menores provocam dano no testemunho como um todo e 3) à medida que se vai aumentando o diâmetro das partículas mais se forma dano externo e menos interno.

Vetter (1987), promoveu pesquisa bibliográfica e concluiu que o mecanismo de invasão das partículas e seu movimento no interior dos poros não eram suficientemente explicados. Que as medições de partículas por membranas não poderiam ser usadas para monitorar a invasão de partículas na formação (apenas os testes em testemunhos dariam resultados confiáveis). O autor realizou testes de filtração em testemunhos e concluiu que partículas da ordem de alguns micra (como as submicron) causam danos. As maiores causam dano mais rapidamente, porém, danos superficiais. Enquanto as menores causam danos mais lentos e profundos. Identificou ainda que a profundidade do dano é proporcional a velocidade das partículas.

Todd (1988), utilizando testemunhos e concentração de partículas relevantes (para as condições dos campos de petróleo do Mar do Norte), demonstraram a existência de uma relação exponencial entre a permeabilidade, e ambas, a concentração de partículas e a vazão. Tais resultados poderiam ser utilizados para prever a queda de injetividade se não fossem os efeitos das microfaturas causadas nos poços pela própria injeção. O modelo teria também de ser validado para a perda de injetividade que ocorre em cada camada individualmente.

Pautz (1989), baseado em testes laboratoriais (em testemunhos), tece comentários sobre a regra de 1/3 a 1/7 geralmente utilizada para dimensionar os sistema de filtração de partículas para a água injetada. Conclui, que em grande parte dos casos, a utilização de filtros que restrinjam o diâmetro das partículas a 1/3 do diâmetro médio dos poros, não é suficientemente conservativo para proteger a formação do entupimento. Sugere assim, que um valor baseado em testes em

testemunhos e suportados por observações de campo sejam feitos e se use o parâmetro de 1/5 como valor inicial.

Pang e Shama (1994, 1995), apresentaram modelo para previsão da perda de injetividade quando se injeta uma suspensão diluída de partículas. O modelo despreza a difusão, assumindo fluxo incompressível e considerando pequena a velocidade de redução da permeabilidade.

Pang e Shama (1994, 1995), desenvolvem também os conceitos e a metodologia para cálculo do tempo de transição (tempo necessário à formação da primeira camada do reboco externo). O reboco funcionando como um filtro passa a reter quase a totalidade das partículas em suspensão do fluido que o atravessa. De posse deste tempo, os autores propõem que o processo de entupimento seja tratado como se fossem 2 processos diferentes. Antes do tempo de transição ocorre apenas filtração profunda, e após este tempo, considera apenas a formação do reboco externo.

Davison (1999), enfocou nos seus experimentos a velocidade da partícula no poro. Mostrou que pode ocorrer uma situação de equilíbrio, pois à medida que ocorre deposição, ocorre a diminuição do poro e, conseqüentemente, o aumento da velocidade, o que causa a inibição de nova deposição. Uma segunda possibilidade é de que a velocidade que inibiria a deposição pode não ser alcançada, levando o poro a ser totalmente entupido. O equacionamento matemático é proposto pelo autor.

Rodrigues (2001), utilizou modelo fenomenológico para aperfeiçoar a metodologia de obtenção dos parâmetros físicos ( $\alpha$  e  $\beta$ ). A partir de procedimento laboratorial, com os quais se pode prever a queda de injetividade dos poços, com base na concentração de partículas depositadas  $\sigma$  em função do coeficiente de filtração, da concentração das partículas em suspensão e da velocidade. (Figura 2-4).

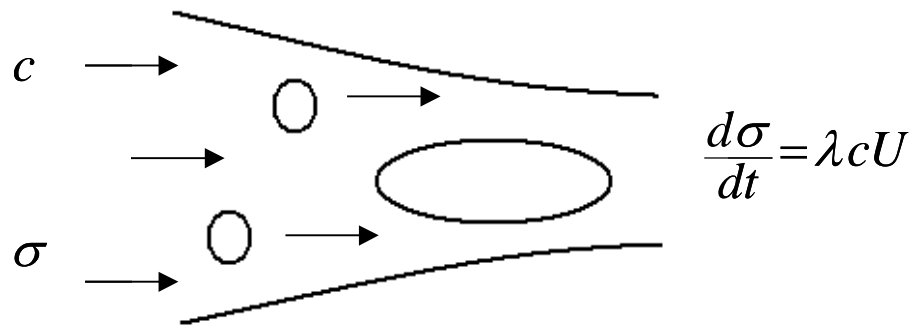


Figura 2-4 – Concentração de partículas depositadas.

Esta metodologia denomina-se método dos três pontos de pressão, por incluir um manômetro em ponto intermediário do testemunho. O parâmetro  $\lambda$ , denominado coeficiente de filtração, quantifica a intensidade com que as partículas provenientes da água injetada depositam-se no meio poroso. Já o parâmetro  $\beta$ , denominado coeficiente de dano de formação, auxilia na quantificação da diminuição da permeabilidade devido à deposição de partículas. A Figura 2-5 representa a diminuição da permeabilidade em função do coeficiente de dano e da concentração de partículas depositadas

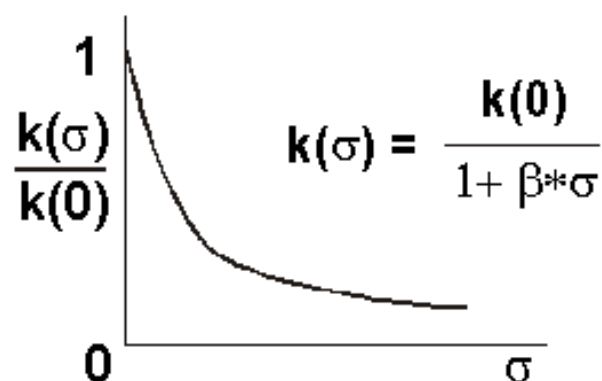


Figura 2-5 – Diminuição da permeabilidade .

### 2.3.1 Redução da Permeabilidade por Entupimento

Uma maneira mais refinada de tratar a redução da permeabilidade por entupimento é apresentada por Pang e Shama (1994). À proporção com que as

partículas em suspensão vão se depositando no meio poroso, ocorre a conseqüente redução do espaço poroso, que acarreta redução da permeabilidade. Partindo da equação de Carman-Kozeny , pode-se escrever (Dullien, 1992):

$$k = \frac{\phi^3}{5(1-\phi)^2} \frac{1}{Sa^2} \frac{1}{\tau} \quad (2-11)$$

Onde  $Sa$  é a área superficial baseada no volume do sólido e  $\tau$  é a tortuosidade do meio poroso.

Pang e Shama (1994), advogam que a redução de permeabilidade devido a entupimento do meio poroso é resultado da ação conjunta de 3 fatores: a redução da porosidade, o aumento da área superficial e o aumento da tortuosidade. O fator de redução da permeabilidade passaria a ser representado por:

$$k / k_0 = k_{d\phi} k_{dsa} k_{d\tau} \quad (2-12)$$

Onde:

$$k_{d\phi} = \frac{\phi^3(1-\phi_0^2)}{\phi_0^2(1-\phi^2)} \quad (2-13)$$

$$k_{dsa} = \left( \frac{1 - \sigma / (1 - \phi_0)}{1 + \sigma / (1 - \phi_0) (d_g / d_\phi)} \right)^2 \quad (2-14)$$

$$k_{d\tau} = \frac{1}{1 + \beta\sigma} \quad (2-15)$$

Neste estudo é introduzido o parâmetro  $\beta$  , denominado fator de dano, que leva em conta a mudança na tortuosidade devido ao depósito das partículas nos poros. O parâmetro  $\beta$  foi introduzido porque os dois primeiros termos da equação (2-12) , algumas vezes subestimavam o entupimento causado pela deposição das

partículas (fato observado experimentalmente).  $\beta$  assume valores maiores ou iguais a 0.

## CAPÍTULO 3 – A INJEÇÃO DE ÁGUA

---

### 3.1. Como é feita a injeção

A injeção de água em um campo de petróleo é efetuada através de bombas centrífugas, projetadas de maneira a que, em qualquer hipótese, não forneçam pressão capaz de romper linhas ou danificar os demais equipamentos instalados e que não promovam uma fratura na formação produtora. A injeção acima da pressão de fratura da rocha sendo recentemente estudada como opção para injeção de água com elevado teor de sólidos em suspensão.

O início da injeção de água ocorre em tempos diferentes para cada poço de um campo. A vazão injetada não é constante, é função de um grupo de variáveis relacionadas à geometria do poço, parâmetros da formação e outras variáveis como o índice de injetividade do poço, o estado de pressão do reservatório, quantidade de poços que estão disputando a potência das bombas de injeção naquele momento, etc.

Como regra geral, observa-se uma intensa queda do índice de injetividade nos primeiros meses tendendo a não mais cair com o passar dos anos. Procedendo-se a limpeza ou a estimulação do poço, um novo ciclo de perda de injetividade inicia-se.

### 3.2. O índice de injetividade e a impedância

O índice de injetividade é definido como a razão entre o volume injetado e a diferença de pressão entre o interior do poço e a pressão estática da formação, esta diferença é denominada “draw-down” ou “delta P”, equação (3-1). O valor inicial é obtido pela realização de uma avaliação inicial do mesmo, no período entre o final da perfuração e a entrada em operação. Esta primeira avaliação é denominada de teste de injetividade inicial.

É bastante comum à apresentação do índice de injetividade relativo, que é a relação do índice de injetividade num tempo qualquer pelo índice de injetividade no tempo inicial, equação (3-2).

$$II'(T) = \frac{q}{\Delta p} = \frac{q}{P_{wf} - P_{est}} \quad (3-1)$$

$$II(T) = \frac{II'(T)}{II'(0)} = \frac{q/\Delta P(T)}{q/\Delta P(0)} = \frac{\Delta P(0)}{\Delta P(T)} = \frac{cte.}{\Delta P(T)} \quad (3-2)$$

Na análise matemática do fenômeno da perda de injetividade é mais conveniente utilizar a impedância e a impedância relativa, que é a impedância no tempo T, em relação à impedância no tempo T=0, conforme definidas nas equações (3-3) e (3-4). A impedância relaciona-se diretamente com a perda de carga adicionada ou suprimida pelos mais diversos fenômenos atenuantes no processo de injeção de água.

$$J'(T) = \frac{\Delta P}{q} \quad (3-3)$$

$$J(T) = \frac{J'(T)}{J'(0)} = \frac{\Delta P(T)/q}{\Delta P(0)/q} = \frac{\Delta P(T)}{\Delta P(0)} = cte. \cdot \Delta P(T) \quad (3-4)$$

Para caracterização da injetividade inicial, realiza-se o teste de injetividade. O mesmo consiste em procedimento onde são registradas continuamente a vazão de

injeção e a pressão no fundo do poço. Na primeira etapa, denominada fluxo, injeta-se água por um período predeterminado a uma vazão constante. Na segunda etapa, denominada estática, o poço é fechado. A análise é realizada no regime de fluxo transiente. A partir de alguns parâmetros geométricos do reservatório e reológicos de fluidos. Obtêm-se assim a permeabilidade efetiva ao fluido injetado e o dano causado ao poço durante a perfuração.

A quantificação do dano tem aplicação imediata na decisão de se efetuar ou não algum tipo de tratamento como a estimulação mecânica, química ou ambas combinadas, visando remover substâncias inatas ou depositadas na rocha durante a perfuração do poço, ao qual imponham alguma dificuldade ao fluxo.

A estimulação pode ter por objetivo fazer com que a superfície da rocha exposta ao fluxo seja ampliada por efeito de uma fratura. Como efeito desta ampliação de superfície ultrapassa-se a região danificada no processo de perfuração.

Quantificado o índice de injetividade inicial, o engenheiro responsável pelo acompanhamento procura mecanismos que lhe permitam avaliar o valor do índice de injetividade ao longo da vida do poço. Cada parâmetro passa então a ter sua metodologia de obtenção.

Estes parâmetros são obtidos da seguinte maneira:

### 3.2.1. Vazão de injeção

A vazão de injeção de cada poço pode ser obtida por medição direta. Porém, em alguns casos este dado é obtido indiretamente, através de rateio do volume total injetado proporcionalmente a valores obtidos individualmente em testes de cada poço isoladamente.

### 3.2.2. Pressão de fluxo no fundo do poço

A pressão de fluxo no fundo do poço é uma medição que pode ser obtida por leitura direta a partir de sensores permanentes presentes no fundo dos poços. A



presença ou o funcionamento destes sensores é uma realidade distante da esmagadora maioria dos poços. A alternativa disponível é a inferência da pressão de fundo através da medição da pressão na cabeça com o acréscimo da pressão relativa à coluna de fluido, até o ponto de injeção no fundo do poço (reduzindo-se a parcela devida à perda de carga nesta tubulação).

### 3.2.3. Pressão estática

A pressão estática seria obtida por um registro de fundo após o fechamento do poço por um determinado período de tempo. Por razões econômicas este procedimento não é posto em prática com a periodicidade necessária. Pode-se inferir a pressão estática com auxílio do modelo numérico de simulação, realizando-se a média das pressões ao redor do poço (procedimento questionável), ou por dados obtidos em medições em poços vizinhos.

## 3.3. A qualidade da água injetada

A qualidade da água injetada é rigorosamente controlada com respeito a aspectos físicos químicos e biológicos.

### 3.3.1. Aspectos físicos da água injetada

Os aspectos físicos se referem ao controle dos materiais sólidos em suspensão, materiais estes de origem mineral ou orgânica, responsáveis pelo entupimento das gargantas dos poros e dos próprios poros do reservatório, bem como pela formação de reboco externo a formação. Isto reduz a porosidade e a permeabilidade da formação.

O tratamento preventivo para coibir este efeito consiste na filtração da água. O que é feito através de filtros de leito misto (composto de areia com grãos com granulometria selecionada dispostos em camadas adjacentes), ou filtros de cartucho (que são unidades compostas de dezenas de cartuchos industriais dispostos de maneira a obter o resultado desejado).

### 3.3.2. Aspectos químicos da água injetada

A composição química da água injetada é analisada em termos de sais e gases dissolvidos. Os sulfatos são os sais mais encontrados. Estes se submetidos a determinadas condições de concentração, pressão e temperatura podem precipitar-se no reservatório, no poço produtor ou nos equipamentos de produção, com a respectiva perda de produtividade e entupimento dos mesmos.

Outro aspecto a ser considerado quanto aos sulfatos dissolvidos é a geração de gás sulfídrico. As bactérias sulfato-redutoras metabolizam, sob determinadas condições de temperatura, o sulfato presente na água do mar em  $H_2S$  (encontrado em campos petrolíferos rasos no estado da Bahia). A presença deste gás pode ocasionar corrosão de equipamentos, e envenenamento fatal aos seres humanos.

A remoção dos sulfatos pode ser feita mediante processamento específico de dessulfatação, entretanto, não existe no Brasil nenhuma planta de dessulfatação em larga escala em operação.

Outro gás presente na água e que necessita ser removido é o oxigênio. Sua presença provoca oxidação dos equipamentos e dutos, o que além do prejuízo no próprio equipamento é fonte de sólidos que podem entupir a formação. A remoção do oxigênio pode ocorrer por via física através de um fluxo reverso de gás natural (que ocorre em grandes vasos verticais denominados torres desaeradoras) ou através de seqüestramentos químicos (como os bissulfitos de sódio e a amônia).

### 3.3.3. Aspectos biológicos da água injetada

É comum a presença de bactérias nas águas captadas com a finalidade de injeção. A presença destas bactérias pode provocar entupimento pela formação de colônias, quer seja após a filtração com o fluido ainda em movimento, quer seja nos próprios poros da formação, caso as condições físico-químicas o permitam. O tratamento contra a presença biológica ocorre pela coloração em conjunto com a adição de biocidas.

É necessária redobrada atenção nas etapas de projeto, construção e montagem, a fim de evitar os chamados pontos mortos ou de estagnação onde a água não se movimenta. Nestes pontos não se consegue proceder a desinfecção sendo então foco de recontaminação do sistema. Caso existam nas instalações, deve-se procurar removê-los. Se a remoção for impossível, deve-se colocar um dreno permanentemente aberto evitando assim a estagnação da água nestes locais.

Barkman e Davison (1972), propuseram que a qualidade da água injetada fosse definida como a razão entre a concentração de sólidos suspensos e a permeabilidade do reboco que estes sólidos são capazes de formar. Este parâmetro é obtido através de teste de filtração por membrana.

### 3.4. A perda da injetividade

Do ponto de vista macroscópico o entupimento dos poços pode ser visualizado conforme ilustrado na Figura 3-1. O poço (a) apresenta o entupimento apenas dos poros na formação no fenômeno denominado filtração profunda. No poço (b) os canhoneios estão sendo vítima da formação do reboco externo. No poço (c) a quase totalidade das partículas fica retida no reboco, com grande perda de injetividade. O poço (d) representa um bloqueio do poço, o que geralmente ocorre pela areia do próprio poço através de fluxo invertido (ocorre quando o poço para por algum motivo operacional, e a válvula de retenção falha).

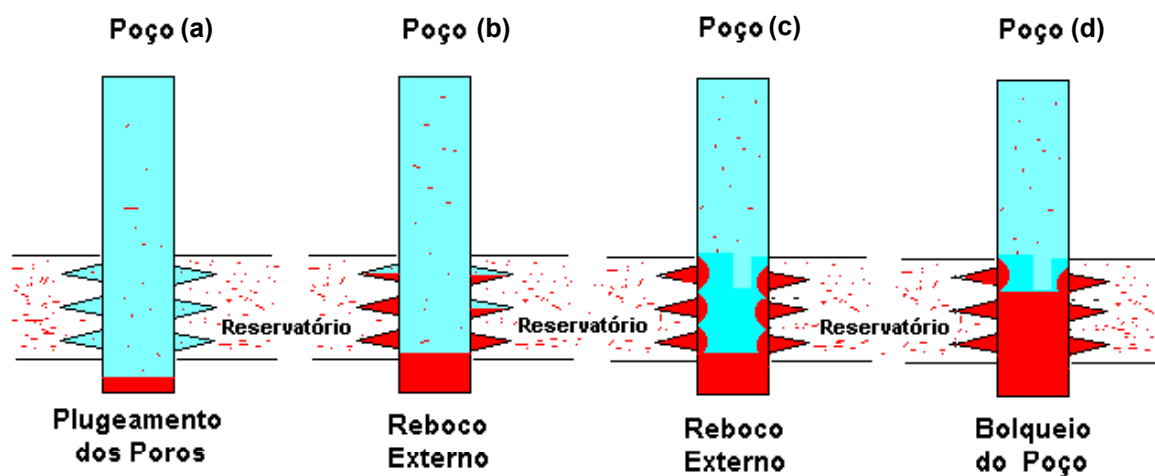


Figura 3-1. Entupimento dos poços injetores .

### 3.5. O entupimento dos poros

As partículas sólidas e/ou líquidas (imiscíveis e com densidade e viscosidade diferentes da água) contidas na água injetada, podem ter comportamentos diversos. Dependendo da velocidade com que se movem podem nem causar entupimento, passando pelos poros sem se aderir ou depositar (Figura 3-2).

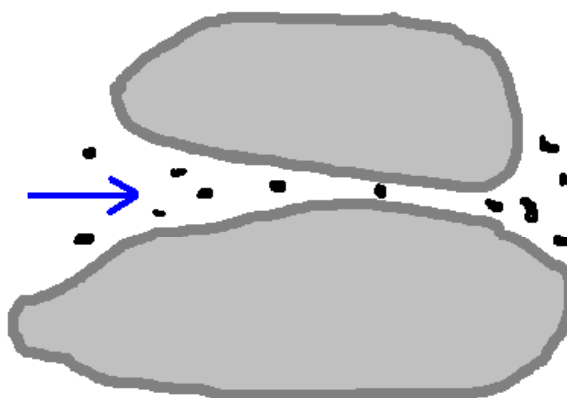


Figura 3-2 Partículas permanecem em suspensão.

Caso a velocidade diminua, o tamanho da partícula aumente, ou haja atração entre a partícula e a parede do poro, pode ocorrer a deposição da partícula com a conseqüente redução do tamanho do poro/garganta e aumento da velocidade do fluxo (Figura 3-3).

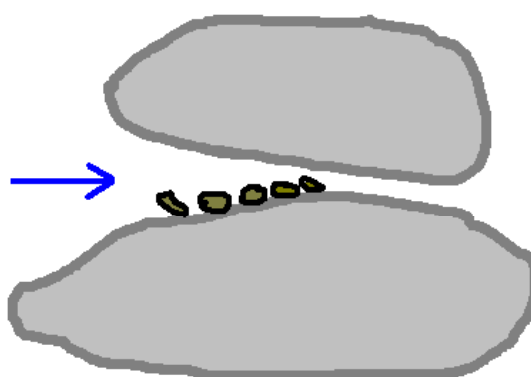


Figura 3-3 – Deposição das partículas.

O fenômeno de “bridging” (pontes) pode ocorrer com a agregação de partículas que individualmente não seriam capazes de entupir os poros, porém agregadas ganham esta capacidade (Figura 3-4).

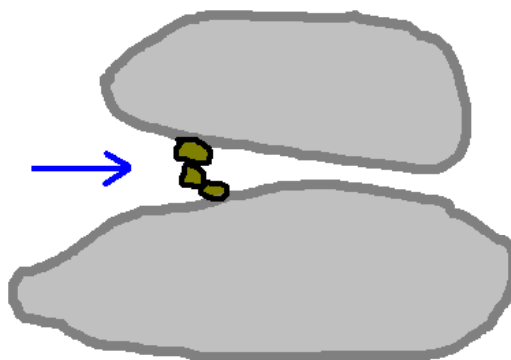


Figura 3-4 – Agregação das partículas.

Para partículas maiores que as gargantas dos poros, ocorre o entupimento da garganta pela própria partícula (Figura 3-5).

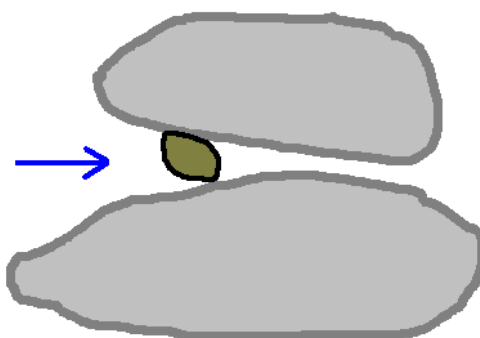


Figura 3-5 – Entupimento do poro por partícula única.

## **CAPÍTULO 4 – COMPRESSIBILIDADE, FLUXO BIFÁSICO E ENTUPIMENTO**

---

### **4.1. Compressibilidade**

Tanto a rocha reservatório quanto os fluidos nela presente, possuem a propriedade de responder com a variação de volumes inversamente proporcionais a variações de pressão sofridas.

Para o caso da formação produtora, os principais fatores que influenciam a sua compressibilidade são: a matéria prima da rocha matriz; o nível de cimentação dos seus grãos e o grau de soterramento. Quanto aos fluidos, a compressibilidade é uma função de sua composição química.

Em ambos os casos são necessárias condições especiais de coleta, transporte e manuseio das amostras para que se possam quantificar as propriedades originais através de ensaios de laboratório.

O processo analítico de cálculo da pressão do regime transiente é apresentado no Apêndice A, sua resolução em conjunto o cálculo da pressão considerando regime permanente, apresentado no Apêndice B, é uma das maneiras de se estimar o tempo mínimo de injeção para sairmos do regime transiente. O Apêndice C faz este cálculo usando o software Mathcad.

Os modelos analíticos utilizados para esta estimativa consideram o reservatório radial e homogêneo no seu raio de contorno (Figura 4-1).

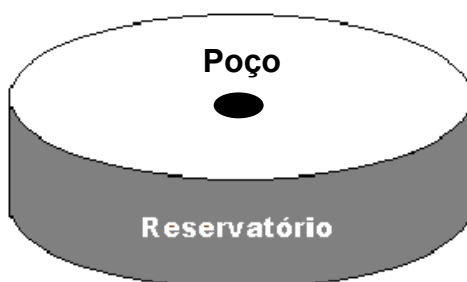


Figura 4-1 - Representação do esquemática do reservatório e poço.

A grande vantagem da modelagem analítica é a visualização do comportamento do fenômeno e de sua atuação correlacionada com o tempo, o que ajuda na compreensão dos dados de campo.

Ao iniciar a injeção em um poço observa-se um crescimento da pressão (Figura 4-2 e Figura 4-3) até que a mesma estabiliza-se. A partir deste ponto e desde que não haja variação de massas produzidas e injetadas, estabelece-se o regime permanente, onde não há nem aumento de pressão no poço injetor nem queda de pressão no poço produtor (Figura 4-4).

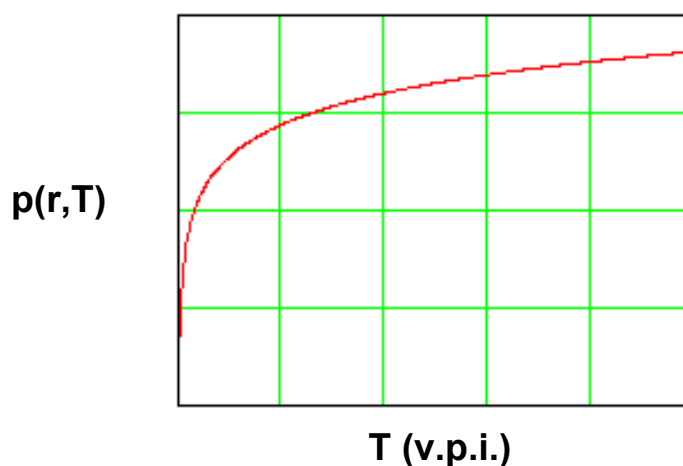


Figura 4-2 - Representação do esquemática do crescimento da pressão.

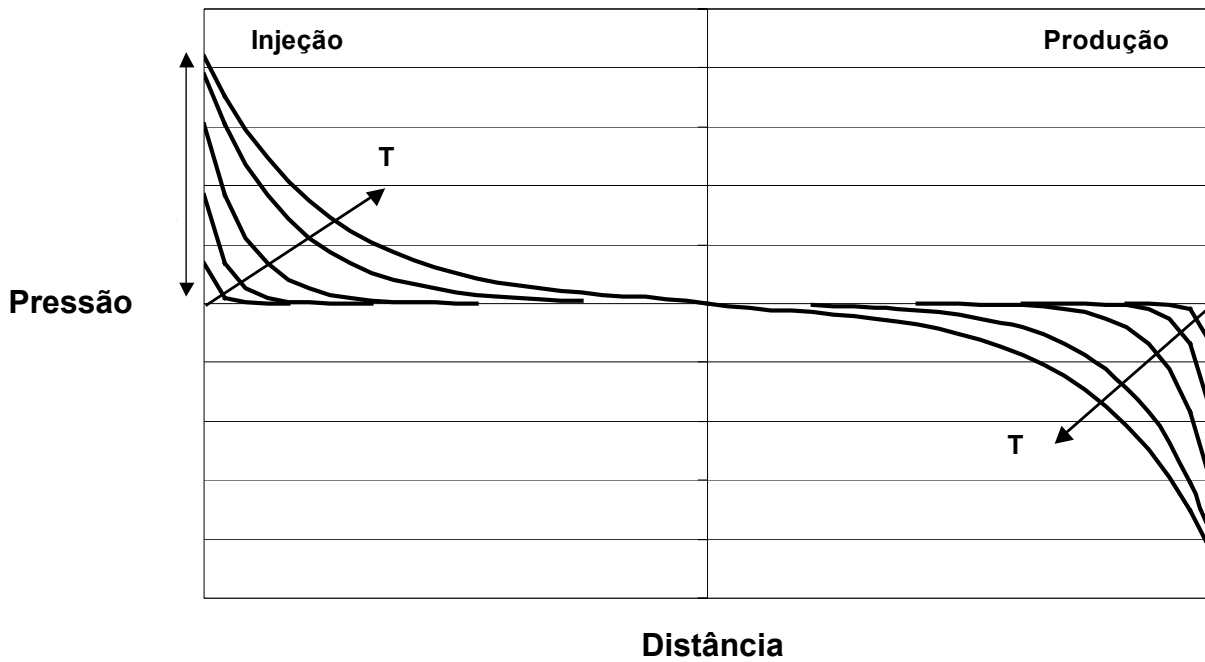


Figura 4-3 – Representação do esquemática da procura do equilíbrio.

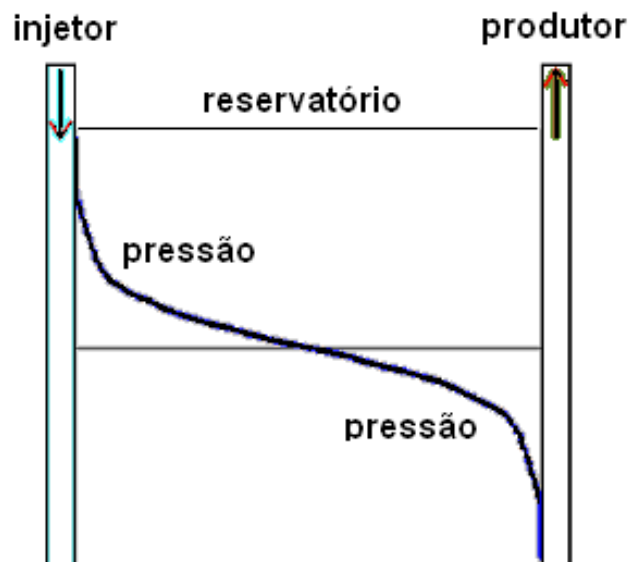


Figura 4-4 – Representação do esquemática do equilíbrio de pressões.

A rigor o índice de injetividade inicial deveria ser calculado em regime de fluxo permanente. O tempo para que o reservatório atinja sua condição de equilíbrio pode variar desde algumas horas até alguns dias. O índice de injetividade no período de



transição apresenta comportamento decrescente tendendo a estabilizar-se no regime permanente (Figura 4-5).

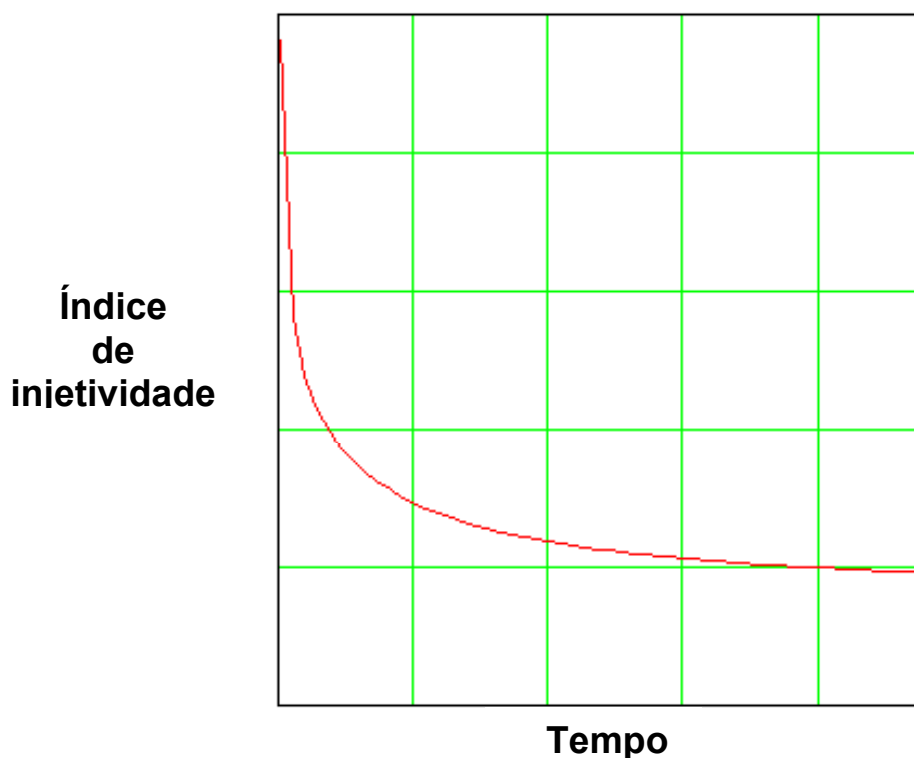


Figura 4-5 – Representação do comportamento do  $I_i$  no regime transiente.

O cálculo do índice de injetividade após a injeção de água por apenas poucas horas pode implicar no cálculo de um valor maior que o real. A majoração dos valores pode chegar a mais de 30% (Figura 4-6). Deve-se também estar atento a cálculos posteriores do índice de injetividade a partir de dados de sensores de fundo. Nesta situação, variações de vazões ocorridas próximas as medições podem sobrepor regimes transientes ou pseudo-permanentes, implicando em cálculos incorretos.

Uma abordagem mais elegante para se achar o tempo de estabilização seria através do uso exclusivo do regime transiente. Adotando uma tolerância para a variação da pressão no raio de contorno, em relação à pressão estática do reservatório (4-1).

$$\frac{p(r_c, t) - p_{est}}{p_{est}} < \varepsilon \quad (4-1)$$

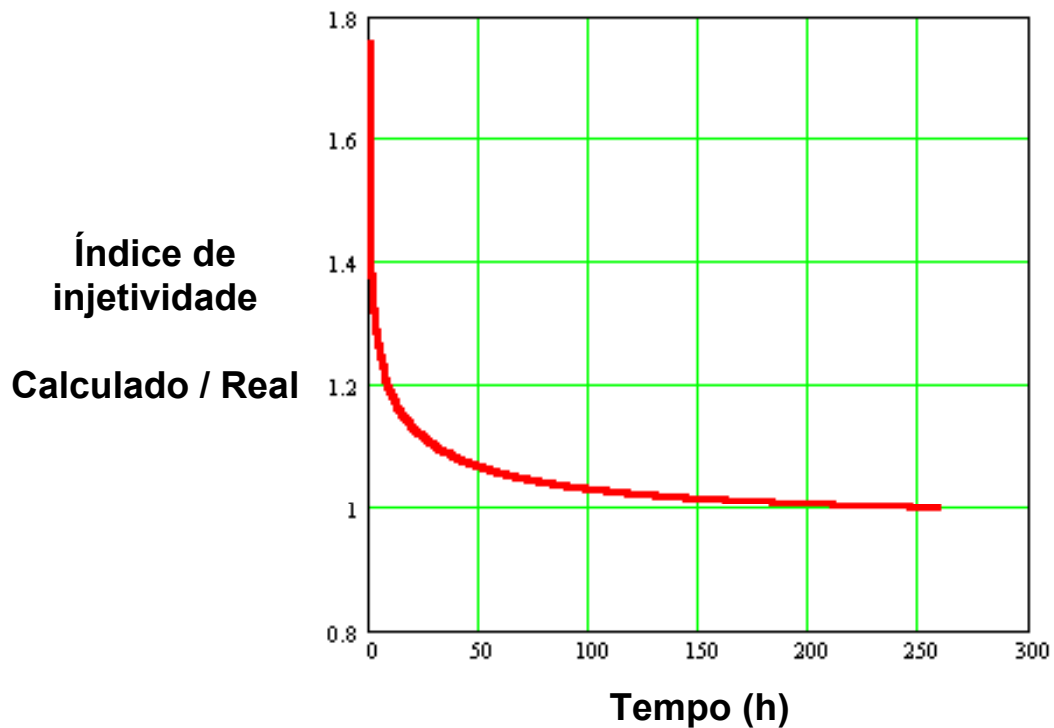


Figura 4-6 – Superavaliação do índice de injetividade.

#### 4.2. Fluxo Bifásico

Ao injetar-se água num reservatório preenchido por óleo observa-se a formação de uma frente de avanço da água, este mecanismo foi modelado inicialmente por Buckley e Leverett (1942), Apêndice D.

Com equação de Buckley e Leverett para injeção de água em fluxo radial (4-2) em conjunto com a Lei de Darcy para fluxo total óleo-água (4-3), utilizando  $T$  adimensional (4-4) e a mobilidade total óleo-água (4-5). Chega-se à solução para deslocamento radial de óleo para água (4-6), que é representada graficamente pela Figura 4-7.

$$\frac{\partial s}{\partial T} + \frac{\partial f(s)}{\partial X} = 0, \quad X = \left(\frac{r}{R}\right)^2 \quad (4-2)$$

$$\frac{q}{2\pi r} = -k\Pi(s) \frac{\partial p}{\partial X} \quad (4-3)$$

$$T = \frac{qt}{\phi \pi R^2} \quad (4-4)$$

$$\Pi(s) = \frac{k_{rw}(s)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(s)}{\mu_o} \quad (4-5)$$

$$S(X, T) = \begin{cases} 1 - S_{or}, & \frac{X - X_w}{T} \leq f'(1 - S_{or}) \\ f'^{-1}\left(\frac{X - X_w}{T}\right), & f'(1 - S_{or}) < \frac{X - X_w}{T} < D \\ S_{wi}, & \frac{X - X_w}{T} \geq D = f'(S_f) \end{cases} \quad (4-6)$$

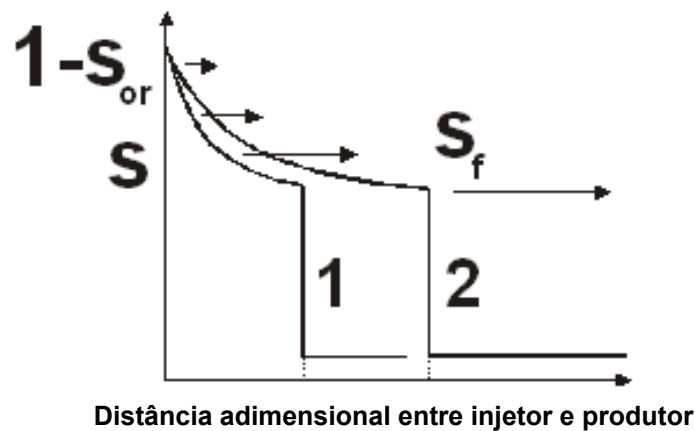


Figura 4-7 – Frente de avanço da água.

Durante a injeção de água em um reservatório saturado por óleo mais viscoso que a água, ou seja com a razão de mobilidades  $M > 1$  (4-7), estamos substituindo um fluido menos móvel por um fluido com maior mobilidade. Assim sendo, o índice de injetividade deve crescer  $M$  vezes durante o período da injeção, equação (D-20). O crescimento do índice de injetividade é influenciado pela curva de permeabilidades relativas conforme evidencia a equação (4-5). O Apêndice D contém a derivação da equação para a variação do índice de impedância durante a

injeção de água usando a solução de Buckley-Leverett. (Buckley e Leverett, 1942, Lake, 1998). A queda de pressão é dada pela equação (4-8), o índice de injetividade dado (4-9) e impedância por (4-10).

$$M = \frac{k_{r_{wor}} / \mu_w}{k_{r_{owi}} / \mu_o} \quad (4-7)$$

$$\Delta p_{BL}(T) = - \int_{x_w}^1 \frac{\partial p}{\partial X}(x, T) dx = \frac{q}{4\pi k} \int_{x_w}^1 \frac{1}{x \mu_w \Pi(s(x, T))} dx \quad (4-8)$$

Sendo assim:

$$II_{BL} = \frac{\Delta p_{BL}(0)}{\Delta p_{BL}(T)} \quad (4-9)$$

$$J_{BL} = \frac{\Delta p_{BL}(T)}{\Delta p_{BL}(0)} \quad (4-10)$$

No caso de óleo volátil com  $M < 1$ , o índice de injetividade decrescerá com o tempo. Para óleo pesado com  $M \gg 1$  o índice de injetividade crescerá significativamente.

A Figura 4-8 mostra a variação do índice de injetividade para  $M=3,00$ ,  $1,70$ ,  $1,00$  e  $0,75$ . Quanto maior for a razão de mobilidades  $M$ , maior será o crescimento do índice de injetividade.

Os principais dados de permeabilidades e viscosidades usados na análise apresentada na Figura 4-8 encontram-se na Tabela 1 e da Figura 4-9 até a Figura 4-12.

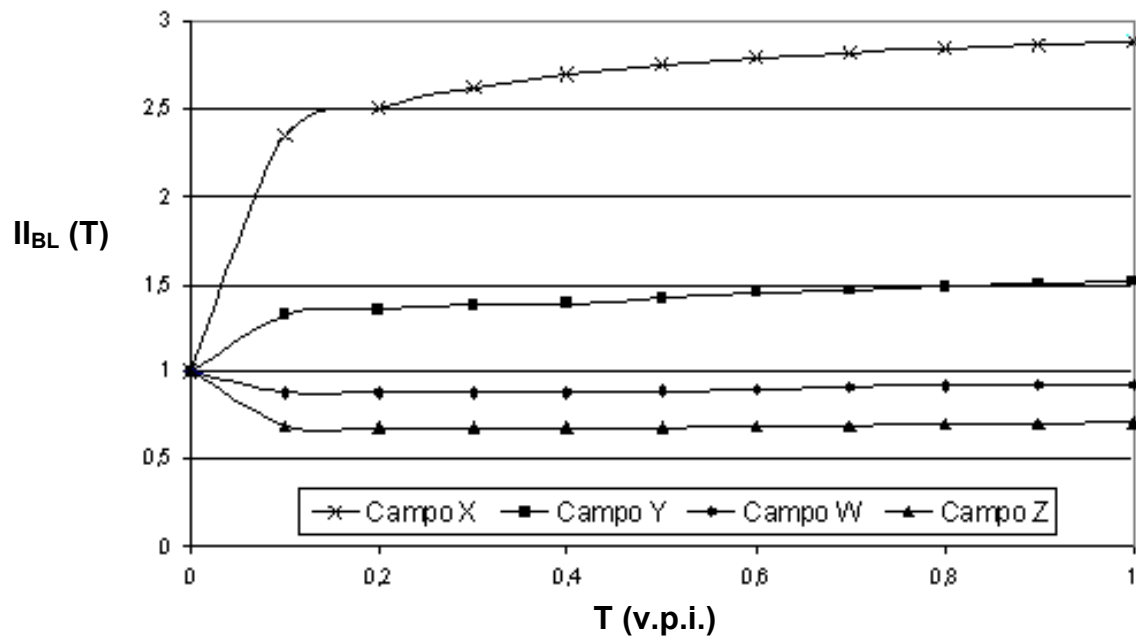


Figura 4-8 - Comportamento do Índice de Injetividade.

Tabela 1 – Dados dos campos.

Propriedade	Campo			
	X	Y	Z	W
M	3,0	1,7	1	0,75
$\mu_w$	0,45	0,45	0,6	0,8
$\mu_o$	6,5	1,5	1,2	1,2
$k_0$	300	200	200	200

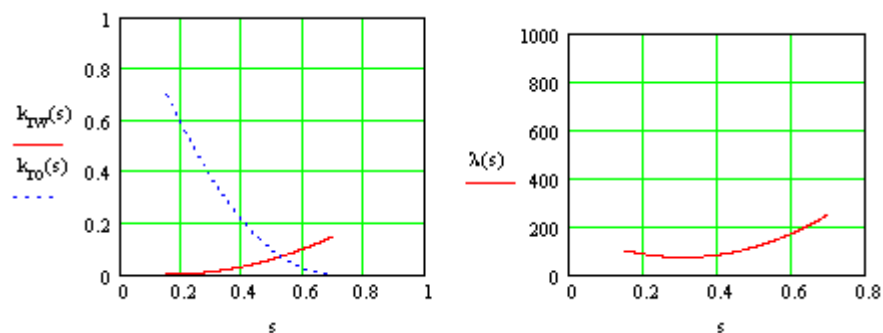


Figura 4-9 – Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo X.

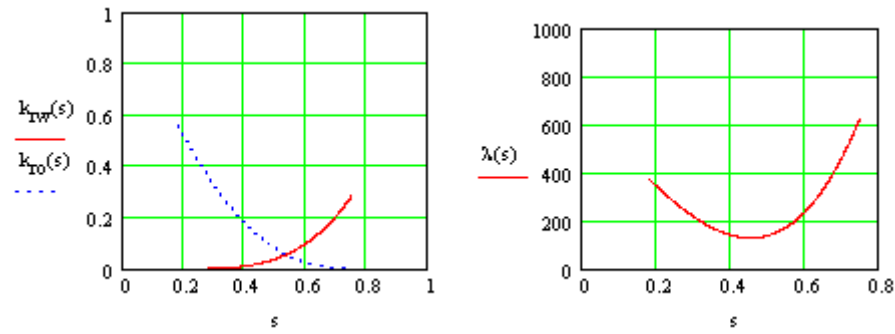


Figura 4-10 - Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo Y.

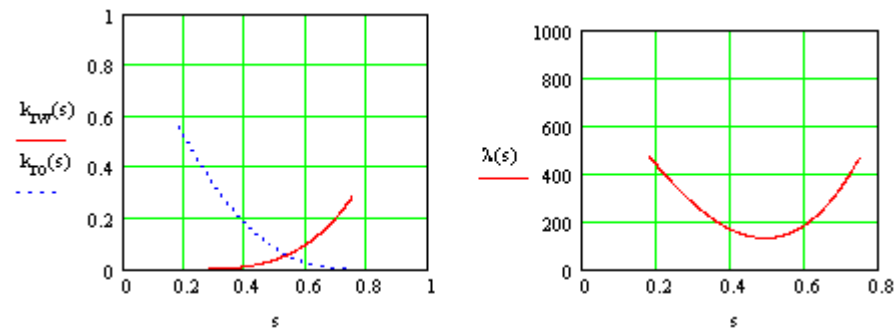


Figura 4-11 - Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo Z.

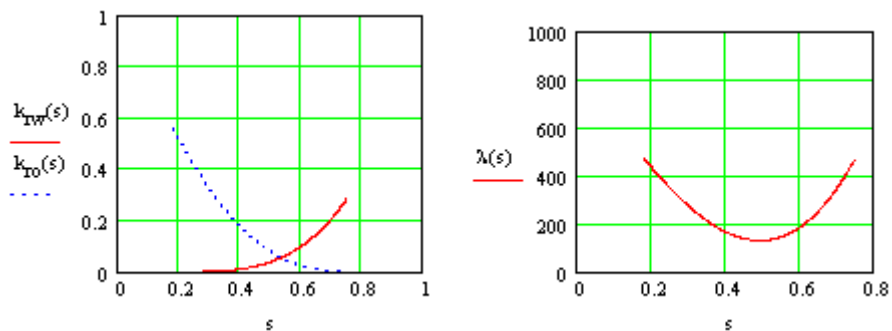


Figura 4-12 - Permeabilidade relativa e mobilidade total Campo W.

Caso estivéssemos trabalhando com óleo ainda mais viscoso teríamos valores de  $M$  maiores, e maiores variações na injetividade (Figura 4-13), calculados com auxílio do Apêndice E.

E interessante observar que quando:

$T$  (v.p.i.)  $\rightarrow \infty$  temos que  $J(T) \rightarrow 1/M$ .

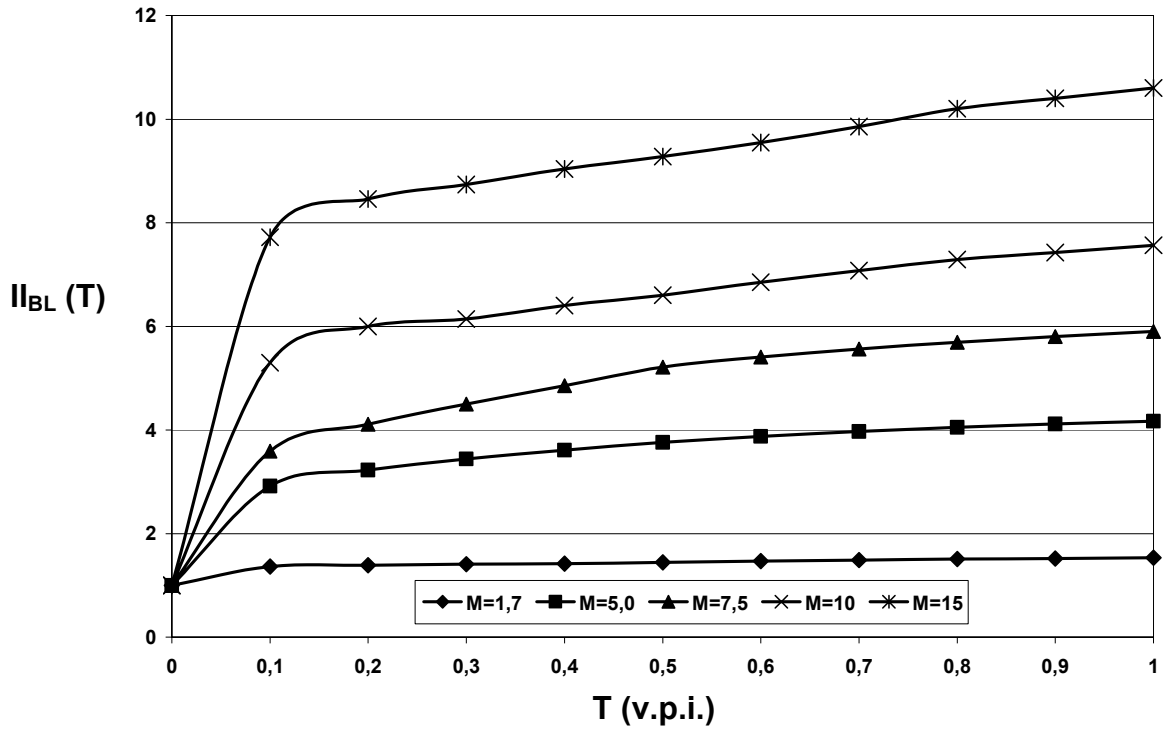


Figura 4-13 - Comportamento do  $I_{BL}$  com a variação de mobilidades  $M$ .

### 4.3. Entupimento

A perda de injetividade causada por partículas em suspensão, ocorre em dois estágios. No primeiro as partículas injetadas penetram no reservatório e são capturadas pelo meio poroso, com a conseqüente redução de porosidade e permeabilidade (filtração profunda). Num segundo estágio as partículas formam uma camada externa que retém a quase totalidade das demais partículas, impedindo sua penetração no reservatório, esta camada é denominada de reboco externo (Figura 4-14).

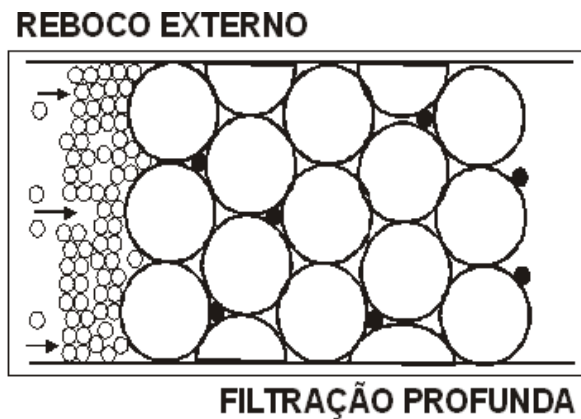


Figura 4-14 – Filtração profunda e reboco externo.

#### 4.3.1. Filtração profunda

O modelo matemático para filtração profunda, está representado no Apêndice F.

Esta formulação inclui balanço de massa das partículas depositadas e em suspensão (4-11), equação da cinética de captura das partículas (4-12) e lei de Darcy considerando o dano à permeabilidade, causado pela retenção de partículas pelo meio poroso (4-13).

A queda de pressão é dada pela equação (4-14), o índice de injetividade dado (4-15) e impedância por (4-16). Os resultados são válidos para  $T < T_{tr}$ , pois para  $T > T_{tr}$ , temos a formação do reboco externo, modelado na seção seguinte.

$$\phi(1-s_{or})\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{2\pi r}\frac{\partial c}{\partial r} = -\frac{\partial \sigma}{\partial t} \quad (4-11)$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda \frac{q}{2\pi r} c \quad (4-12)$$

$$\frac{q}{2\pi r} = -\frac{k k_{rwor}}{(1+\beta\sigma)\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (4-13)$$



$$\Delta p_d(T) = - \int_{r_w}^{r_d} \frac{\partial p}{\partial r} dr = \frac{q \mu_w}{4 \pi K k_{rwor} h} \int_{r_w}^{r_d} \frac{1 + \beta S(x, T)}{x} dx \quad (4-14)$$

$$H_d = \frac{\Delta p_d(0)}{\Delta p_d(T)} \quad (4-15)$$

$$J_d = \frac{\Delta p_d(T)}{\Delta p_d(0)} \quad (4-16)$$

$$J_d(T) = 1 + m T \quad (4-17)$$

Onde  $m(\lambda, \beta)$  é dado por (4-18).

$$m(\lambda, \beta) = \frac{\beta c^0 \phi}{-\ln X_w} \lambda R_c \left( \frac{1}{\sqrt{X_w}} - \exp(\lambda(r_w - R_c)) + \lambda R_c \exp(\lambda r_w) \int_{\lambda R_c}^{\lambda r_w} \frac{\exp(-u)}{u} du \right) \quad (4-18)$$

A Figura 4-15, calculada com auxílio do software Mathcad, Apêndice G, apresenta o crescimento do índice de impedância para vários valores de coeficientes de filtração e de dano à formação.

Normalmente o coeficiente de filtração  $\lambda$  varia de 20 a 100 [1/m], e o coeficiente de dano à formação  $\beta$  varia de 50 a 1000, (Wennberg, 1997; van den Broek, 1999; Bedrikovetsky, 2003).

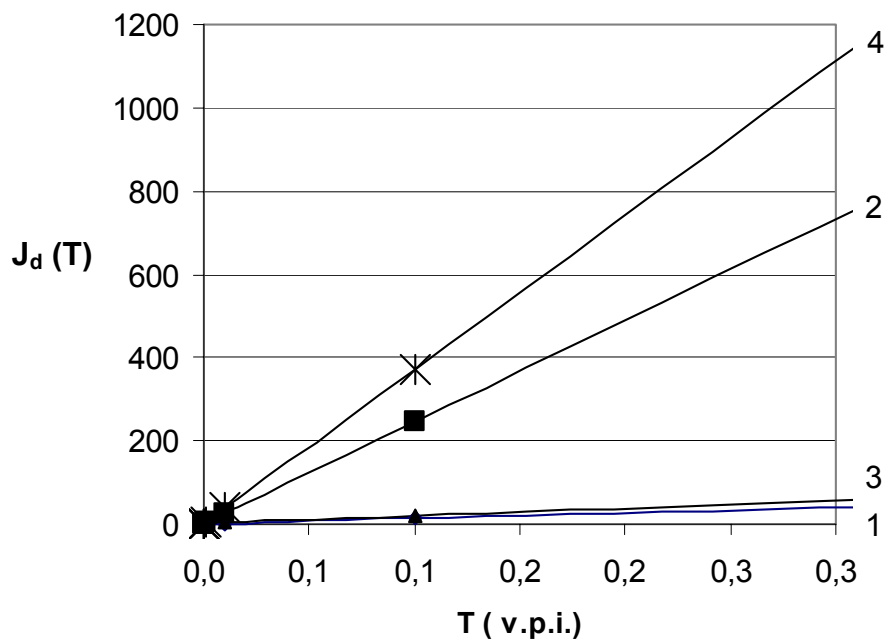


Figura 4-15 – Crescimento da impedância relativa a filtração profunda.

A curva 1 corresponde a  $\lambda=20$  [1/m],  $\beta=50$ ; curva 2 a  $\lambda=20$  [1/m],  $\beta=1000$ ; curva 3 a  $\lambda=100$  [1/m],  $\beta=50$  e curva 4 a  $\lambda=100$  [1/m],  $\beta=1000$ . Os demais parâmetros são iguais para os 4 casos:  $r_w=0,1$  m,  $r_c=500$  m,  $c=10$  ppm,  $\phi=30\%$ ,  $h=100$  m,  $q=1000$  m<sup>3</sup>/d.

#### 4.3.2. Reboco externo

O estabelecimento da primeira camada do reboco externo marca o fim do período de filtração profunda, este instante marca o que se chama de tempo de transição  $T_{tr}$  (4-19).

$$T_{tr} = \frac{2\alpha r_w}{\lambda c R^2} \quad (4-19)$$

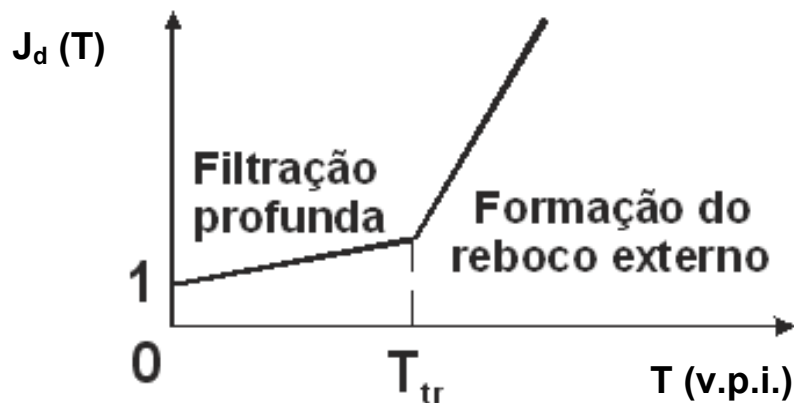


Figura 4-16 – Filtração profunda e reboco externo.

O modelo matemático para o reboco externo, apresentado no Apêndice I, é obtido a partir da equação da cinética de captura das partículas (4-12), e do crescimento do reboco que ocorre após o tempo de transição (4-19).

$$\pi (r_w^2 - (r_w - h_c)^2) (1 - \phi_c) = q c^0 (t - t_{tr}) \quad (4-20)$$

A fórmula do tempo de transição (4-19) contém a fração crítica de porosidade, que corresponde à fração do volume poroso, na face da formação, que foi ocupado pela invasão de partículas, o valor mais freqüente para este parâmetro é  $\alpha = 0,10$  (Van der Broek, 1999; Bedrikovetsky, 2003).

Considerando os mesmos dados usados para construção da Figura 4-16, o tempo de transição para as curvas 1 e 2 corresponde a  $4 \times 10^{-4}$  v.p.i., enquanto que para as curvas 3 e 4 é igual a  $8 \times 10^{-5}$  v.p.i. Admitindo a permeabilidade do reboco para as curvas 1 e 3 igual a 10 mD e para as curvas 2 e 4 igual a 1 mD, constrói-se a Figura 4-17, com auxílio do software Mathcad, Apêndice J.

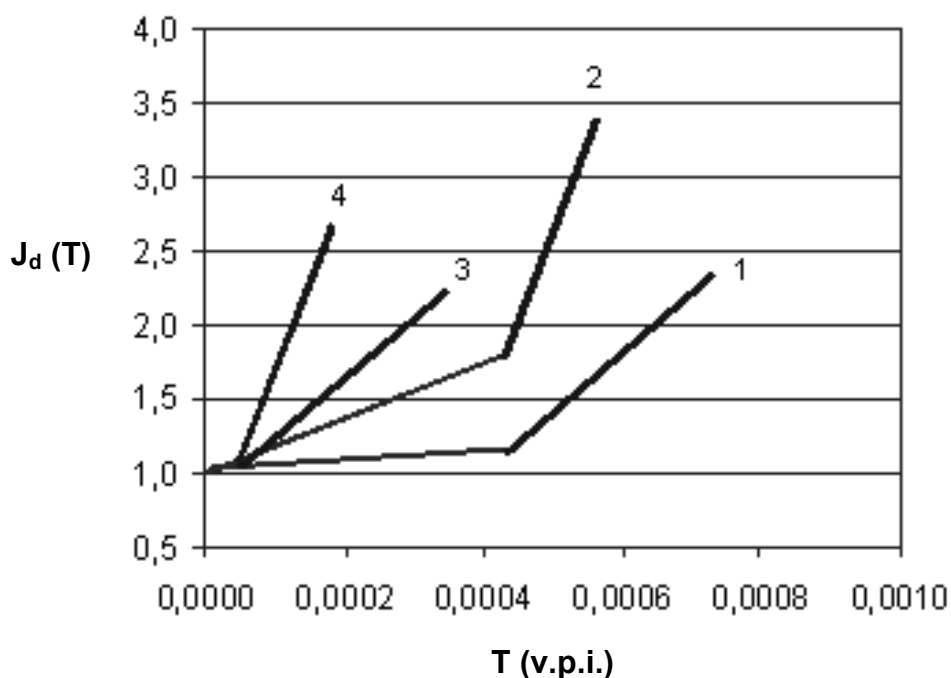


Figura 4-17 – Crescimento da impedância com formação de reboco externo.

Apesar do seu impacto na injetividade, o dano provocado por reboco externo é de remoção mais simples. Remove-se geralmente por aplicação de uma mistura de ácido clorídrico (que tem ação sobre a matéria orgânica e carbonatos), com o ácido fluorídrico, (que tem ação sobre os silicatos).

#### 4.4. Consideração Conjunta do Dano e do Fluxo Bifásico

Procedemos agora à análise conjunta dos efeitos do dano causado pela injeção da água com partículas em suspensão (entupimento da formação) e do efeito causado pela variação da mobilidade total óleo-água (fluxo bifásico).

A deposição de partículas injetadas ocorre na vizinhança do poço injetor. Fato este comprovado pelo sucesso dos tratamentos de limpeza, cujo volume de produtos químicos destinados à remoção do dano, não ultrapassa poucos metros ao redor do poço.

A integral (4-14) descreve a queda de pressão devido à retenção de partículas. Esta integral tomada de  $r_d$  a  $R$  é desprezível se compararmos com a integral tomada de  $r_w$  a  $r_d$ , já que admitimos que a retenção de partículas ocorre até  $r_d$ .

Apoiado no fato da pequena extensão do raio de dano, pode-se, sem perda de precisão, assumir o efeito do dano de  $r_w$  a  $r_d$ , e o efeito da alternância de mobilidades de  $r_d$  a  $R$ , enquanto o reboco externo localiza-se na face da formação, fora da zona onde se apresentam os efeitos anteriores.

A premissa de separação dos efeitos nos permite explicitar a fórmula que descreve a variação de impedância devido aos dois efeitos.

Para antes do tempo de transição,  $T < T_{tr}$ , temos a equação (4-22).

$$\begin{aligned} \Delta p(T) &= - \int_{r_w}^{r_d} \frac{\partial p}{\partial r} dr - \int_{r_d}^{R_c} \frac{\partial p}{\partial r} dr = \\ &= \frac{q \mu_w}{4 \pi K k_{rwor} h} \int_{r_w}^{r_d} \frac{1 + \beta S(x, T)}{x} dx + \frac{q}{4 \pi K h} \int_{x_d}^1 \frac{1}{x \mu_w \Pi(s(x, T))} dx \end{aligned} \quad (4-22)$$

A relação linear apresentada no cálculo de  $J(T)$ , nos permite escrever a equação (4-23).

$$J(T) = \frac{m_f}{M} T + J_{BL}(T) \quad (4-23)$$

Para após o tempo de transição,  $T > T_{tr}$ , temos a equação (4-23).

$$\begin{aligned} \Delta p(T) &= - \int_{r_w - h_c}^{r_w} \frac{\partial p}{\partial r} dr - \int_{r_w}^{r_d} \frac{\partial p}{\partial r} dr - \int_{r_d}^{R_c} \frac{\partial p}{\partial r} dr = \\ &= \frac{q \mu}{2 \pi k_c r_w} h_c + \frac{q \mu_w}{4 \pi K k_{rwor} h} \int_{r_w}^{r_d} \frac{1 + \beta S(x, T)}{x} dx + \frac{q}{4 \pi K h} \int_{x_d}^1 \frac{1}{x \mu_w \Pi(s(x, T))} dx \end{aligned} \quad (4-24)$$

A relação linear também é observada para  $T > T_{tr}$ , no cálculo de  $J(T)$ , (4-25).

$$J(T) = \frac{m_c}{M}(T - T_{tr}) + \frac{m_f}{M}T_{tr} + J_{BL}(T) \quad (4-25)$$

A dependência linear que se apresenta tanto na equação (4-23) e (4-25), nos permite obter a curva que representa somente o efeito de dano, a partir dos dados de campo equação (4-26) e Figura 4-18.

A primeira parcela da adição representada na equação (4-26) corresponde ao valor da impedância calculado a com os dados obtidos em campo, a segunda corresponde ao calculo da parcela relativa ao fluxo bifásico. Realizando esta adição obtemos os valores relativos somente ao dano.

Com a curva relativa somente ao dano identificamos dois segmentos de reta. O primeiro com inclinação  $m_f$ , corresponde ao período de entupimento por filtração profunda. O segundo segmento com inclinação  $m_c > m_f$ , corresponde à formação do reboco externo.

$$J_d(T) = J(T) + [1 - J_{BL}(T)] \quad (4-26)$$

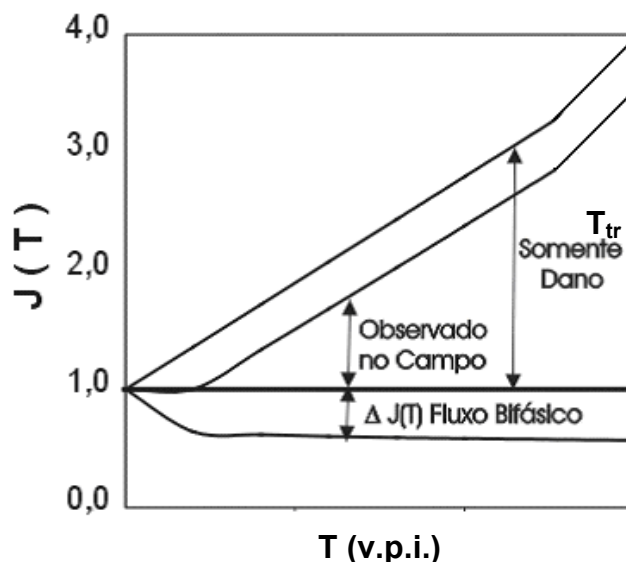


Figura 4-18 – Superposição dos efeitos da impedância.

Obtido graficamente o tempo de transição, permite o cálculo do valor de  $\lambda$  (coeficiente de filtração) (4-27). Com os valores de  $\lambda$  e  $m_f$ , obtém-se  $\beta$  (coeficiente de dano a formação) (4-28) e finalmente com  $m_c$  obtém-se  $k_c$  (4-29).

$$\lambda = \frac{2\alpha r_w}{T_{tr,c} R^2}. \quad (4-27)$$

$$\beta = \frac{M m_f \ln\left(\frac{1}{r_w}\right)}{c_0 \phi} \left[ -\lambda^2 r_c^2 \exp\left[\lambda r_c \sqrt{r_w}\right] \int_{\ln(\lambda r_c \sqrt{r_w})}^{\ln(\lambda r_c)} e^{-e^u} du + \frac{\lambda r_c}{\sqrt{r_w}} - \lambda r_c \exp\left[\lambda r_c (\sqrt{r_w} - 1)\right] \right]^{-1} \quad (4-28)$$

$$k_c = \frac{k_{rwor} k_0 \phi c_0}{M m_c (1 - \phi_c) r_w (-\ln(r_w))} \quad (4-29)$$

O efeito positivo do fluxo bifásico ( $M > 1$ ), em alguns casos pode encobrir o efeito do dano, podendo levar a interpretações equivocadas sobre o que está ocorrendo no poço. Este fato pode ser observado nas curvas 5 e 6 Figura 4-19 onde a impedância decresce inicialmente. Nas demais curvas o efeito maior do dano não deixa a curva decrescer em nenhum período, esta figura foi calculada para  $M=25$ .

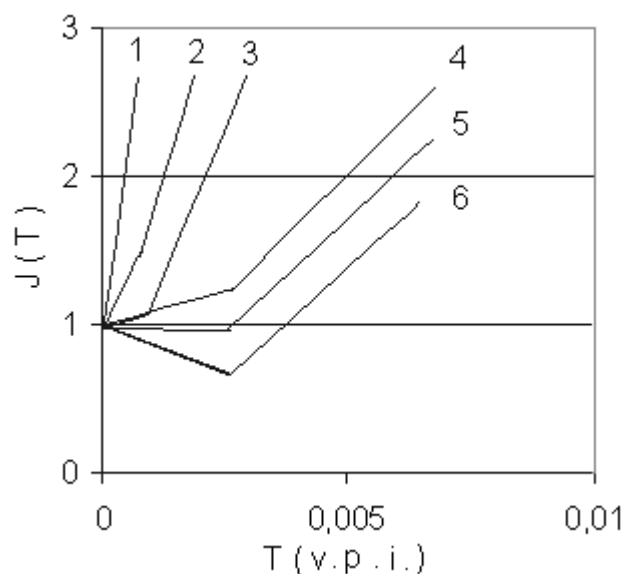


Figura 4-19 – Evolução da impedância para valores decrescentes de  $\alpha$ ,  $\beta$ .

Para um valor de  $M=25$ , o índice de impedância deve decrescer 25 vezes durante a injeção de água devido à variação de mobilidades óleo-água. Se o índice permanece constante ou cresce, significa que um dano severo anulou este efeito favorável.

#### 4.5. Caracterização Através de Dados Históricos de Campo

Os efeitos da alteração da mobilidade óleo-água durante a injeção de água devem ser levados em conta para caracterização dos parâmetros de dano a partir dos dados registrados no campo.

A equação (4-26) permite a caracterização dos parâmetros de dano a partir dos dados de campo  $J(T)$ .

O procedimento de caracterização pode ser exemplificado com auxílio da Figura 4-20, conforme detalhamento seguinte.

A partir dos dados de campo obtém-se  $J(T)$ , equação (3-4), (curva 1).

Com dados de rocha e fluido calcula-se a impedância relativa à alternância de mobilidades  $J_{BL}(T)$ , equação (4-10), (curva 2).

Com auxílio da equação (4-26) obtém-se  $J_d(T)$ , (curva 3).

A curva de impedância obtida  $J_d(T)$  é então tratada usando-se o modelo de dano à formação. A curva pode ser aproximada por dois segmentos de reta. A inclinação do primeiro segmento,  $m_f$ , e o valor do ponto de intercessão  $T_{tr}$ , permitem o cálculo dos coeficientes de filtração  $\lambda$  (4-27) e de dano à formação  $\beta$  (4-28). A inclinação do segundo segmento,  $m_c$ , permite o cálculo da permeabilidade do reboco  $k_c$  (4-29).



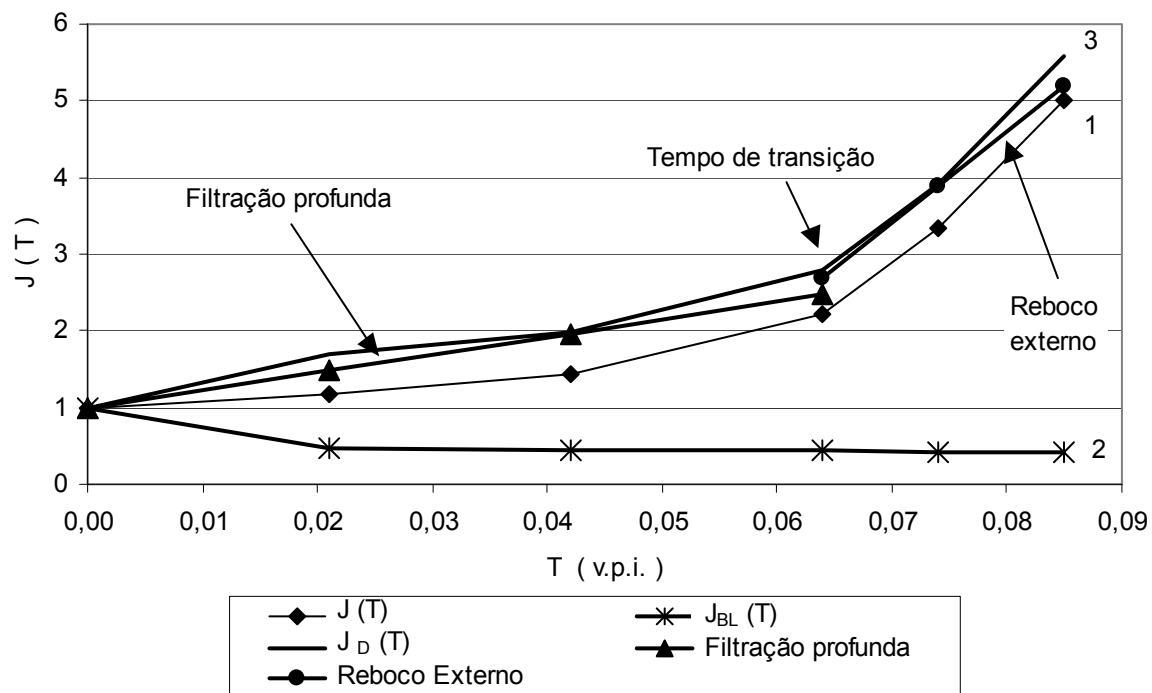


Figura 4-20 - Tratamento de dados de campo.

#### 4.6. Condições de Maior Influência da Alternância de Mobilidades

O efeito da alternância de mobilidades no período de injeção de água,  $J_{BL}(T)$ , tem sua importância acentuada em dois casos.

O primeiro é na situação de  $M$  elevado onde o valor de  $J_{BL}(T)$  decresce até  $1/M$ , podendo ser significativo na fase inicial de dano a formação, provocando uma falsa impressão de que a formação não está sendo danificada.

O segundo caso é quando o dano à formação,  $J_D(T)$ , é baixo, neste caso o comportamento inicial é governado pelo  $J_{BL}(T)$ , provocando também a falsa impressão de que a formação não está sendo danificada. A Figura 4-21 nos ajuda a visualizar estas situações.

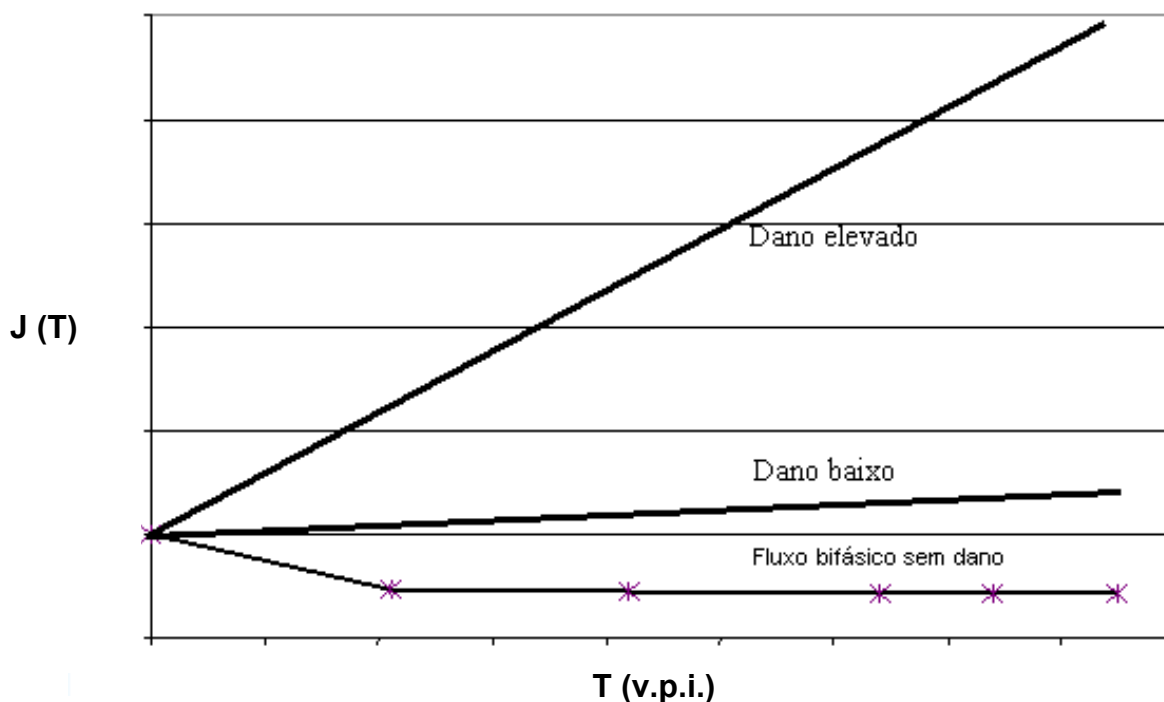


Figura 4-21 – Representação esquemática de dano e fluxo bifásico.

#### 4.7. Tratamento de dados de poços injetores dos campos Y

Para efeito de aplicação da técnica desenvolvida, utilizaremos dados de um campo real disponível na literatura ao qual denominaremos campo Y (Figura 4-22), utilizado por Rodrigues (2001 – UENF) e Steagall (2001 – UNICAMP), para efeito de teste da teoria nos permitiremos variar os valores de algumas propriedades de rocha e fluido, dentro do range encontrado na vasta literatura para campos off-shore.

Conforme descrição encontrada nas referências já citadas, o campo Y mesmo é um campo marinho da Bacia de Campos com reservatório formado por arenitos turbidíticos confinados por falhamentos, de boa porosidade e permeabilidade.

Estão disponíveis quatro análises de PVT de óleo, análises de testes de formação, interpretação de perfis elétricos e dados de testemunhos de três poços.

Dos retirados do campo testemunhos foram utilizados dados de porosidade permeabilidade petrofísica, análises de permeabilidade relativas (Figura 4-23), pressão capilar e compressibilidade de rocha.

O volume de óleo original do campo é aproximadamente 100 milhões de m<sup>3</sup>, sendo o mecanismo principal de produção o gás em solução. O campo apresenta atualmente mais de 22 anos de produção, contando com 33 produtores de óleo e 13 injetores de água.

O campo Y mede aproximadamente 8 km de comprimento por 3 km de largura existem dois pequenos aquíferos laterais ao reservatório de óleo, onde a injeção de água do mar tem sido praticada desde de 1984 (19 anos), os poços produtores apresentaram produção de água com um percentual de água de até 90% em relação ao volume bruto produzido, com um valor médio de 55%.

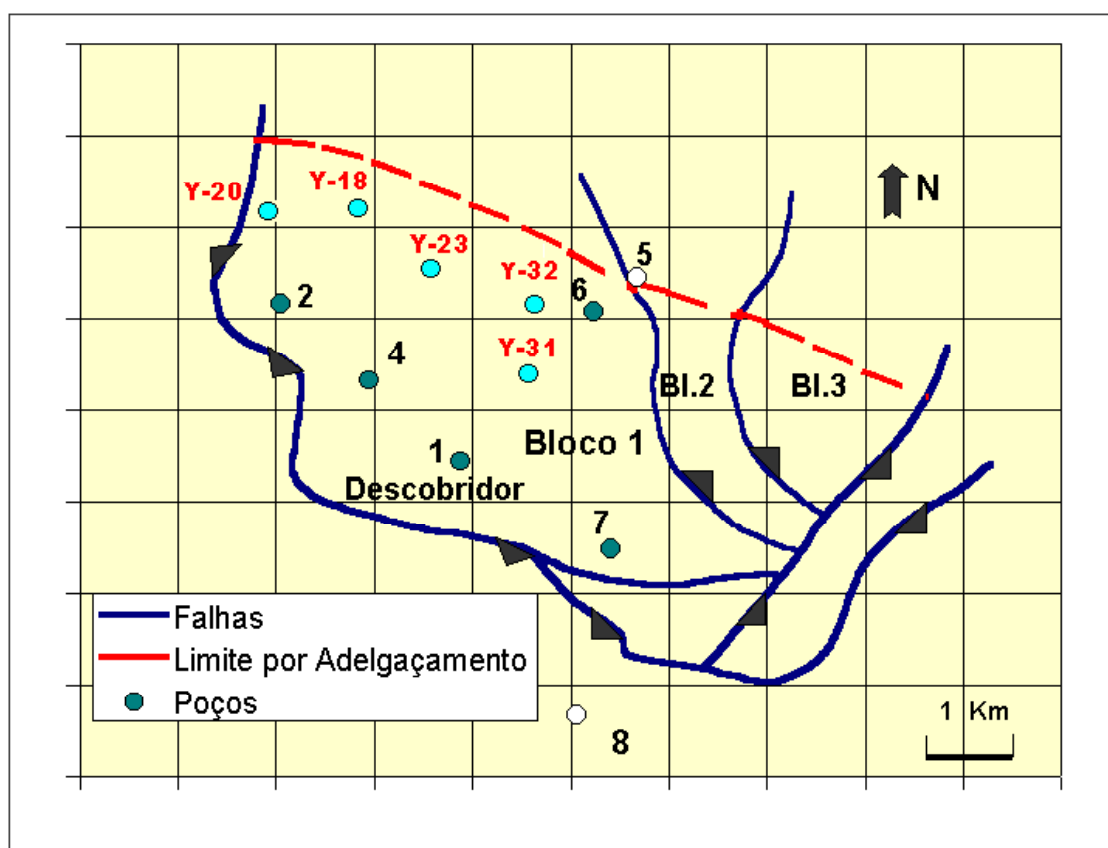


Figura 4-22 – Modelo estrutural esquemático do Campo Y.

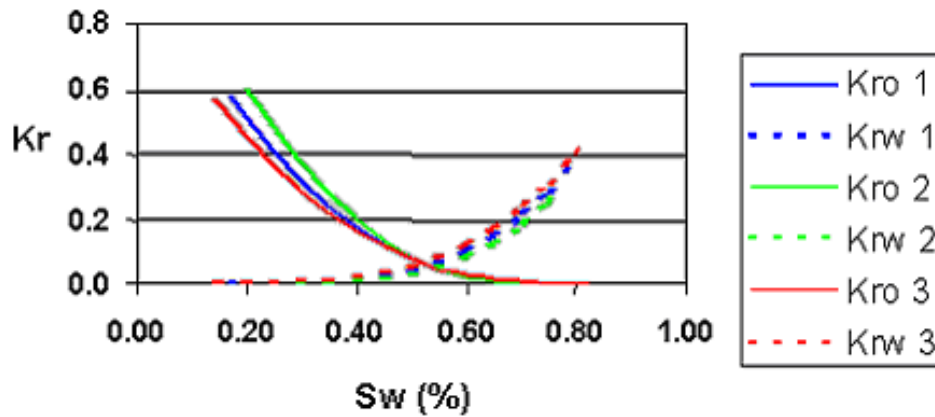


Figura 4-23 - Permeabilidades relativas campo Y.

Observa-se declínio significativo da injetividade durante a vida do poço. O comportamento típico da vazão de injeção e/ou pressão de fundo para os poços offshore pode ser observado na Figura 4-24 e Figura 4-25. Verifica-se sistematicamente uma queda de vazão injetada, a qual é mais acentuada no início da injeção, a vazão tende a estabilizar-se. Quanto à pressão, observa-se um crescimento na pressão registrada ou calculada para o fundo do poço.

Na prática realizar-se a recuperação da injetividade dos poços através de estimulação com ácidos. Após cada estimulação o poço apresenta novo ciclo de perda.

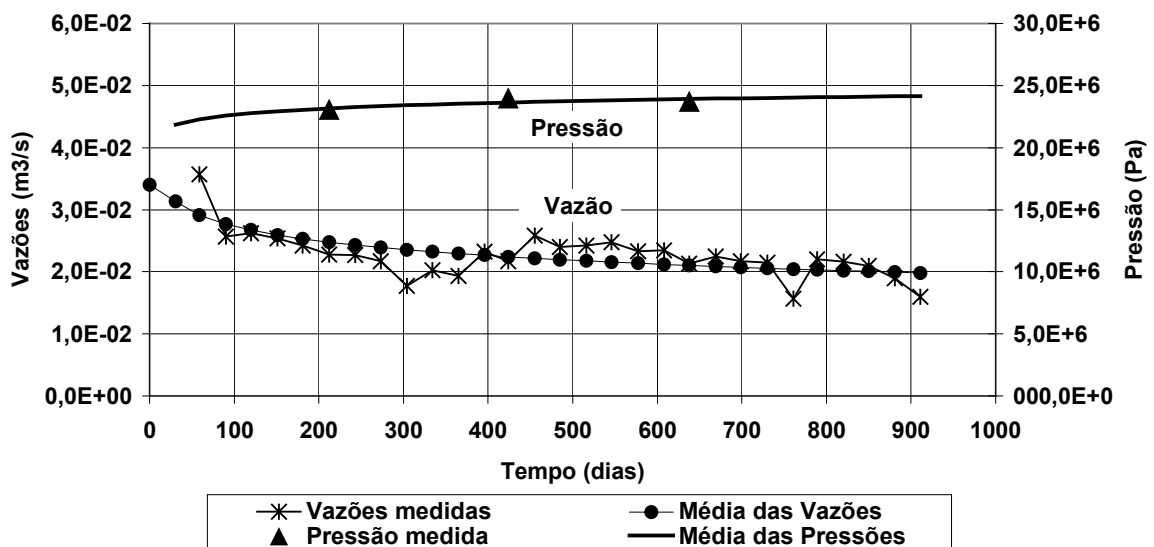


Figura 4-24 – Comportamento da vazão e pressão para o poço A .

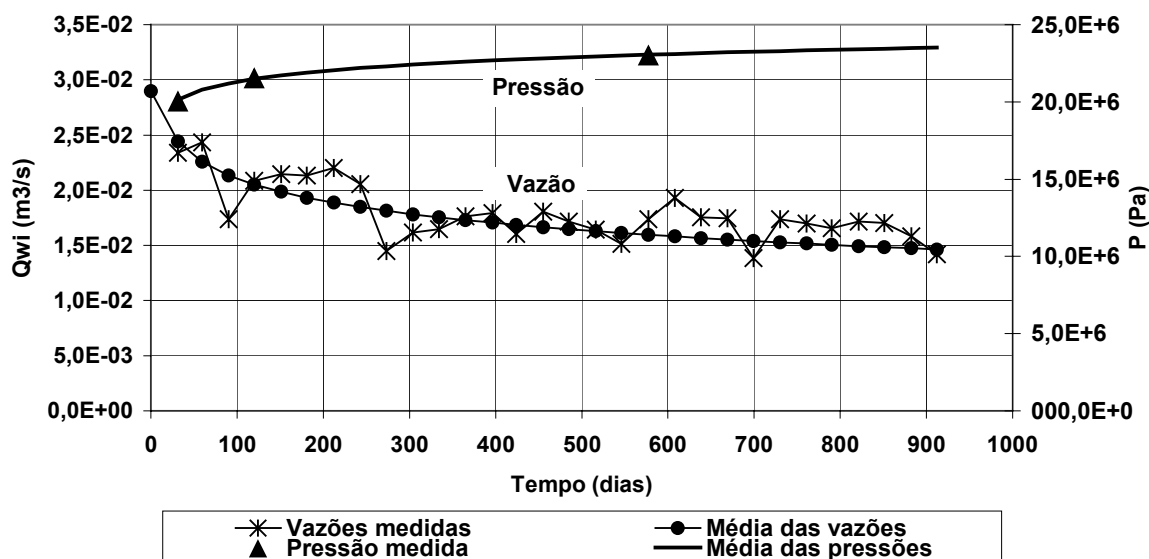


Figura 4-25 – Comportamento da vazão e pressão para o poço B.

#### 4.7.1 Cálculo do efeito da compressibilidade

Utilizando os dados disponíveis (Rodrigues, 2001 e Steagall, 2001) e valores típicos representativos (Tabela 2) e com a planilha de cálculos matemáticos Mathcad, Apêndice 3, calcula-se os efeitos da compressibilidade para os 10 poços.

Os resultados são apresentados na Tabela 3, verifica-se que o tempo para estabilização da pressão é bastante variável sendo necessário analisar cada poço individualmente. Se necessário deve-se efetuar a correção no índice de injetividade.

No o caso de plataformas fixas, pode-se ter um tempo elevado de injeção na realização do teste, o que minimiza a ocorrência de erro devido a compressibilidade. Esta particularidade deve-se ao fato dos poços terem suas cabeças acessíveis diretamente na plataforma, o que chama-se de completação seca, este fácil acesso reduz o custo dos testes.

No Brasil as plataformas flutuantes SS (semi-submersíveis) e FPSO (flotating production storage overloading) possuem poços cuja cabeça está instalada no fundo do mar, ligadas a superfície através de linhas flexíveis, chamamos de completação molhada, via de regra é necessário a permanência de uma sonda sobre o poço

durante o período de teste o que leva o engenheiro de avaliação a reduzir o tempo de teste ao mínimo indispensável.

A avaliação errônea do índice de injetividade inicial pode levar a conclusões equivocadas. Se a pressão de fluxo adotada no teste de injetividade ainda estiver em crescimento (Figura 4-26) e adotar-se no cálculo do índice de injetividade uma pressão menor, o índice de injetividade terá sido super avaliado (Figura 4-27), o erro se propaga também para a Impedância (Figura 4-28).

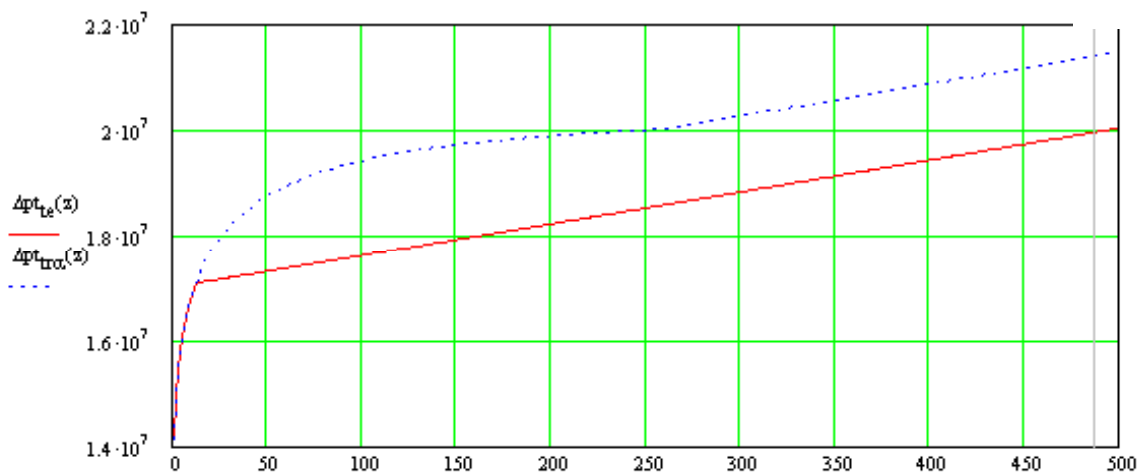


Figura 4-26 – Pressão no Teste x Pressão real.

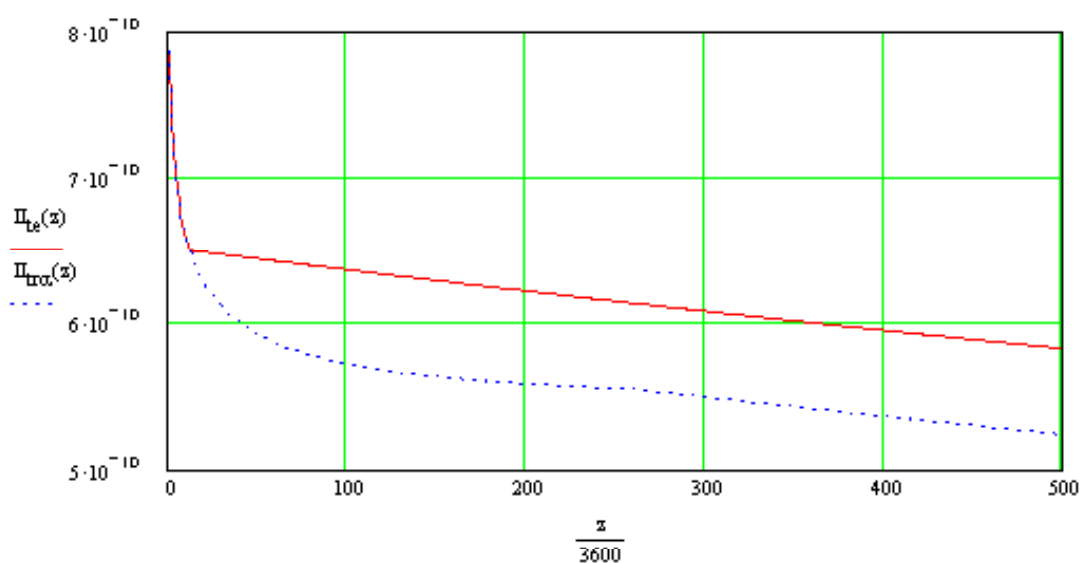
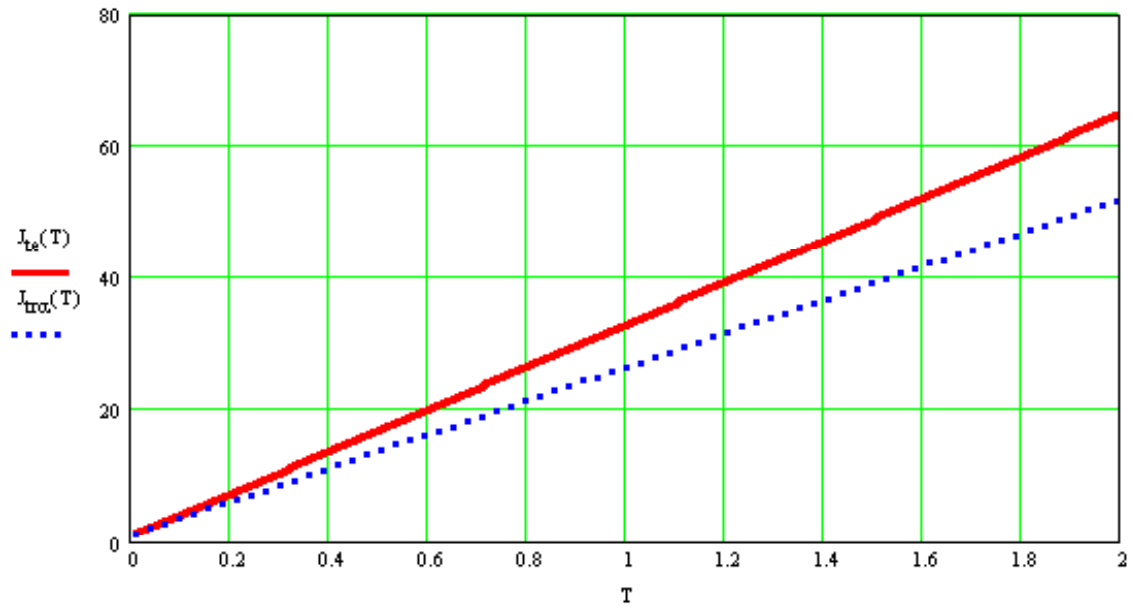


Figura 4-27 – Índice de injetividade do teste x Índice de injetividade real.



$$m_{te} = 32$$

$$m_{corr} = 25$$

Figura 4-28 – Impedância do teste x Impedância real.

Tabela 2 - Dados básicos de poço e reservatório para o campo Y.

<b>Campo Y</b>					
<b>Poços</b>	<b>Y-1</b>	<b>Y-2</b>	<b>Y-3</b>	<b>Y-4</b>	<b>Y-5</b>
$\phi$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0,24	0,25	0,26	0,27	0,27
h (m)	106	140	58	170	72
k <sub>0</sub> (mD)	120	225	100	200	100
h $\phi$ S <sub>o</sub>	0,4	6	0,3	28	1,4
r <sub>w</sub>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
R (m)	375	250	310	250	260
P <sub>i</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	218	233	230	204	206
q <sub>i</sub> (m <sup>3</sup> /d)	2000	2200	2200	2500	700
q (m <sup>3</sup> /d)	1510	1318	670	1304	724
t (h)	288	20	197	3385	648
II (m <sup>3</sup> /d/kgf/cm <sup>2</sup> )	9	9	4	7	3
<b>Utilizando outros valores típicos representativos</b>					
<b>Poços</b>	<b>Y-6</b>	<b>Y-7</b>	<b>Y-8</b>	<b>Y-9</b>	<b>Y-10</b>
$\phi$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
h (m)	25	10	15	10	15
k <sub>0</sub> (mD)	100	1100	600	600	300
r <sub>w</sub>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
R (m)	500	500	500	500	500
P <sub>i</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	260	260	260	260	260
q <sub>i</sub> (m <sup>3</sup> /d)	2500	2500	3500	3000	2500



Tabela 3 – Cálculo do efeito da compressibilidade campo Y.

<b>CAMPO Y</b>					
<b>Poços</b>	<b>Y-1</b>	<b>Y-2</b>	<b>Y-3</b>	<b>Y-5</b>	<b>Y-5</b>
Tempo transição (h)	59,7	11,7	52,9	17,6	39,7
Tempo transição (v.p.i.)	0,0003	0,0001	0,0003	0,0001	0,0002
Correção caso o II Inicial fosse calculado com 12 h	0,93	1,00	0,94	0,99	0,95
<b>Utilizando outros valores típicos representativos</b>					
<b>Poços</b>	<b>Y-6</b>	<b>Y-7</b>	<b>Y-8</b>	<b>Y-9</b>	<b>Y-10</b>
Tempo transição (h)	1857	73	160	179	380
Tempo transição (v.p.i.)	0,04	0,03	0,01	0,01	0,02
Correção caso o II Inicial fosse calculado com 12 h	0,77	0,93	0,89	0,89	0,84

#### 4.7.2 - Cálculo do efeito do fluxo bifásico e dano a formação

Para o estudo da ocorrência conjunta dos efeitos do fluxo bifásico e do dano à formação por partículas em suspensão na água injetada, utilizamos-se os dados disponíveis (Rodrigues, 2001 e Steagall, 2001) (Tabela 2) e aplicamos-se a metodologia sugerida na seção 4.5. Caracterização dos Parâmetros de Dano a Formação Através de Dados Históricos de Campo.

A experiência do técnico ao identificar a ocorrência do fenômeno, bem como o correto posicionamento dos segmentos de reta que definem os períodos de filtração profunda e reboco externo (Figura 4-20), são fundamentais para a obtenção da caracterização correta. O grau de dificuldade na operacionalização do método decresce à medida que se ganha experiência com a realização do mesmo. O valor de algumas propriedades obtidas pela metodologia é apresentado na (Tabela 4).

Os valores foram apresentados de duas maneiras. Sem considerar o efeito do fluxo bifásico ( $M=1$ ) e considerando o efeito do fluxo bifásico ( $M=3$ ).

Como esperado, para razão de mobilidades  $M>1$ , o valor do coeficiente de dano à formação  $\beta$  é subestimado e o valor de permeabilidade do reboco  $k_c$  é superestimado, caso não seja levado em contas o efeito do fluxo bifásico. A ignorância do efeito do fluxo bifásico leva a uma queda de injetividade inicial, aparentemente menor que a real.

Os valores de tempo de transição,  $T_{tr}$ , da ordem de  $10^{-2}$  v.p.i. evidenciam a precocidade do aparecimento do reboco externo, para vazões de injeção da ordem de  $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ , o reboco externo se formaria num período não maior que 6 meses. Portanto numa análise para caracterização do dano, a atenção do interprete na identificação do fenômeno deve se concentrar no início do histórico da vida do poço.

Se por motivos operacionais o histórico inicial de dados não confiável, a caracterização dos parâmetros de dano fica comprometida.

Tabela 4 – Resumo de resultados com dados de campo.

Poço	1	2	3	4	5
WI no $T_{tr}$ ( $M \text{ m}^3$ )	300	390	360	280	600
$T_{tr}$ (v.p.i)	0,036	0,030	0,035	0,014	0,018
$\lambda$	8	11	11	23	18
$m_f$ $M=1$	10	10	16	26	22
$m_f$ $M=3$	20	23	34	30	55
$m_c$	23	36	150	40	150
$\beta$ $M=1$	127	107	171	202	188
$\beta$ $M=3$	762	739	1093	698	1410
$k_c$ (mD) $M=1$	3,5	0,45	0,31	2,99	0,22
$k_c$ (mD) $M=3$	1,1	0,14	0,01	0,96	0,07

O padrão de comportamento apresentado na Figura 4-20, é encontrado no início do período de injeção da maioria dos dados observados, nota-se que na prática existe a interferência da operação dos poços vizinhos e a ocorrência de

eventos operacionais que podem dificultar ou mesmo impedir a identificação do fenômeno.

Caso se decida pela limpeza do poço injetor o resultado será tão bom quanto eficiente for o tratamento, entretanto, como a vizinhança do poço já está completamente preenchida por água, não podemos contar com o benefício inicial do fluxo bifásico assim sendo a velocidade da perda de injetividade é maior (Figura 4-29).

Na operação normal o poço em questão recebeu 1,3 v.p.i. de injeção de água para ter sua injetividade inicial reduzida a 0,32. Enquanto que após o tratamento de estimulação, caso o mesmo conseguisse remover todo o dano, o tempo para que a injetividade inicial chegasse a 0,32 não seria mais 1,3 v.p.i. e sim 0,3 v.p.i. , pois neste segundo momento o efeito do fluxo bifásico seria bem menor.

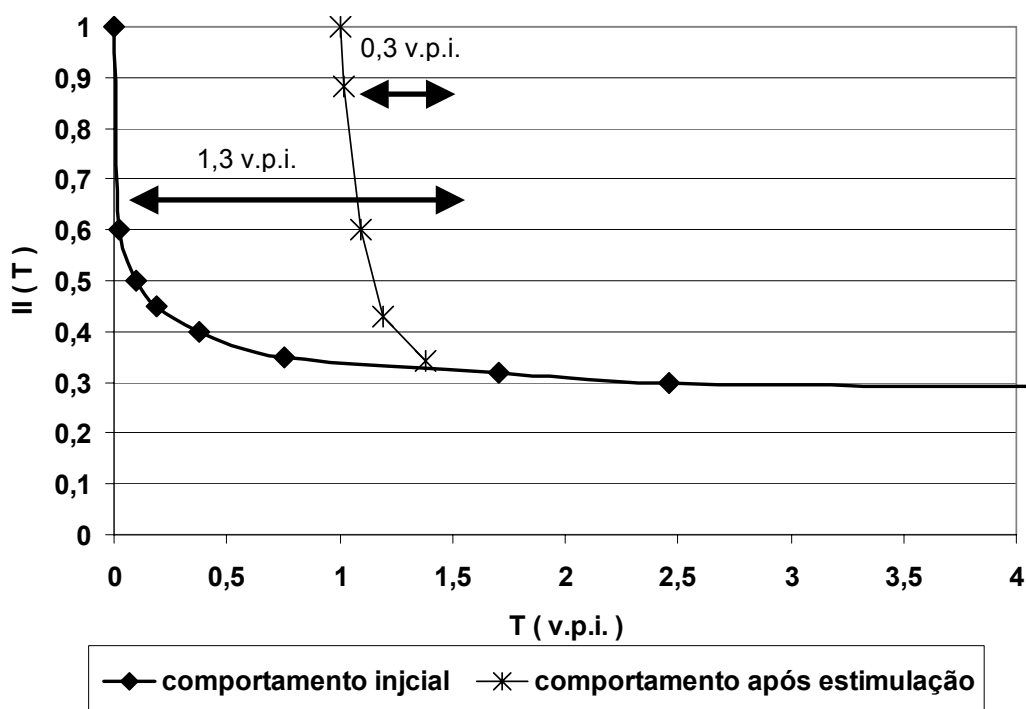


Figura 4-29 – Previsão de queda do II relativo inicial e após a 1ª estimulação.

Outro fato importante a se observar é que sendo mantida a mesma qualidade da água injetada é lícito afirmar que após alguns tratamentos a tendência da perda

injetividade é a mesma, pois o agente causador é o mesmo e a influência da variação de mobilidades vai se atenuando pois a troca de óleo por água vai acontecendo cada vez mais longe do poço injetor.

O conhecimento dos fenômenos envolvidos na perda de injetividade é de grande importância para o entendimento do histórico completo da vida do poço.

## CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

---

1. A simples observação gráficos de injetividade, ou vazão do poço não é suficiente para diagnosticar se está havendo dano a formação e qual a sua gravidade.

2. A perda de injetividade é um fenômeno de origem conjunta, portanto a modelagem analítica do entupimento causado pela captura das partículas deve ser estudada em conjunto com outros fatores, como por exemplo o efeito do fluxo bifásico provocado pela injeção de água.

3. As equações utilizadas no estudo do entupimento dos poços injetores, permitem a obtenção dos parâmetros de filtração, dano à formação e permeabilidade do reboco, através dos dados de campo.

4. Os efeitos do entupimento e do fluxo bifásico devem ser considerados tanto na análise do histórico, quanto nas previsões futuras dos campos. A caracterização obtida pode ser aproveitada para novos campos semelhantes.

5. O efeito do fluxo bifásico é particularmente importante para campos de óleos pesados onde a razão de mobilidades é alta.

6. O efeito do fluxo bifásico é também importante em casos de baixo dano à formação.

7. Efeitos combinados de dano à formação e variação de mobilidade encontram importante aplicação nas grandes reservas de óleo pesado a serem desenvolvidas em águas profundas.

## CAPÍTULO 6 – NOVIDADE DESENVOLVIDA NESTE TRABALHO

---

Metodologia de análise da perda de injetividade através da impedância  $J(T)$ , considerando efeito conjunto da alternância da mobilidade  $J_{BL}(T)$  e entupimento por sólidos em suspensão por filtração profunda e reboco externo (Equação 6-1).

$$J(T) = \frac{m_c}{M}(T - T_{tr}) + \frac{m_f}{M}T_{tr} + J_{BL}(T) \quad (6-1)$$

## **SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

---

Aplicar a metodologia para os poços injetores dos campos de petróleo, de maneira a melhor caracterizar a perda de injetividade.

Com o melhor entendimento do fenômeno:

- melhorar a previsão da perda injetividade;
- melhorar a previsão dos tratamentos de limpeza dos poços injetores.

Introduzir o efeito da temperatura da água na avaliação da perda de injetividade.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Buckley, S.E., Leverett, M.C. (1942) *Mechanism of Fluid Displacement in Sands*. Trans. AIME 142, 107-116.

Barkman, J.H., Davidson, D.H. (1972) Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment. *J.P.T.*

Bedrikovetsky, P., van den Broek, W.M.G.T., Tran, T.K., Marchesin, D. Rezende, E., A. Siqueira, Serra, A. L., Shecaira, F. (2003) Damage Characterization of Deep Bed Filtration from Pressure Measurements. *Journal SPE PF*, 2003, No 3.

Dake, L.P. (1978) *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam-Oxford-New York.

Davidson, D.H. (1999) Invasion and Impairment of Formation by Particulates. *SPE 8210*, SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Las Vegas.

Donaldson, E.C., et al. (1997) Particle Transportation in Sandstone. *Annual Technical Conference & Exhibition, SPE 8210*, SPE Denver, Colorado.

Dullien, F. A. L. (1992) *Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure*. 2nd Edition, San Diego, California. Academic Press, 574p.

Lake, L. W. (1989) *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, Nova Jersey.

Mitchell, R.W. (1982) Water Injection Methods. *Paper SPE 10028*.

Pang, S., Sharma, M.M. (1994) A Model for Predicting Injectivity Decline in Water Injection Wells. *Presented at the SPE 69th Annual Technical Conference & Exhibition*, SPE 28489, New Orleans, Louisiana. September 25.-28.1994.

Pang, S., M.M. Sharma, M.M. (1995) Evaluating the Performance of Open Hole, Perforated and Fractured Water Injection Wells. *Presented at the SPE European Formation Damage Control Conference*, SPE 30127, the Hague, The Netherlands, May 15.-16.1995.

Pautz, J.F., et al. (1989) Relating Water Quality and Formation Permeability to Loss of Injectivity. *Presented at the 1989 SPE Production Operations Symposium*, SPE 18888, Oklahoma City, Oklahoma.

Rodrigues, E.R. (2001) *Declínio de Injetividade Devido à Injeção das Águas do Mar/Produzida: Estudo Matemático, Laboratorial e de Campo*. Tese (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo), Universidade Estadual do Norte Fluminense-UENF, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Macaé, Rio de Janeiro.

Shimi, M., Gavalas, G.R., Tsotsis, T.T (1990) *Statistical and Continuum Models of Fluid-Solid Reactions in Porous Media*. *Chemical Engineering Science*, v.45, n.6, p.1443-1502.

Siqueira, A. G. (2000) *Modelagem em Rede 3D do Escoamento de Fluidos Particulados em Meios Porosos*. Tese (Mestrado em Engenharia de Reservatório) - Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, São Paulo.

- Steagall, D.E. (2001) *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um campo na fase de delimitação*. Tese (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, São Paulo.
- Todd, A.C., et al. (1979) Review of Permeability Damage Studies and Related North Sea Water Injection, *Presented at the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry*, SPE 7883, Dallas, Texas.
- Todd, A.C., et al. (1984) An Application of Depth of Formation Damage Measurements in Predicting Water Injectivity Decline. *Presented at the Formation Damage Control Symposium*, SPE 12498, Bakersfield, California.
- Todd, A.C., et al. (1988) The Value and Analysis of Core-Based Water Quality Experiments as Related to Water Related Injection Schemes. *Presented at the 1988 SPE Formation Damage Control Symposium*, SPE 17148, Bakersfield, California.
- Vetter, O.J. et al. (1987) Particle Invasion into Porous Medium and Related Injectivity Problems. *Presented at the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry*, SPE 16625, San Antonio, Texas.
- van den Broek, W.M.G.T., Bruin, J.N., Tran, T.K., van der Zande, M.J., H. van der Meulen (1999) Core-Flow Experiments with Oil and Solids Containing Water, *Presented at the 1999 SPE European Formation Damage Conference*, SPE 54769, The Hague, 31 May - 1 June.
- Wennberg, K.E., Sharma, M.M. (1997) Determination of the Filtration Coefficient and the Transition Time for Water Injection Wells. *Prepared for the SPE European Formation Damage Control Conference*, SPE 38181, the Hague, The Netherlands.

## APÊNDICES

---

## APÊNDICE A. FLUXO RADIAL TRANSIENTE PERTO DO INJETOR

---

Equação da difusividade de pressão, para a água na presença do óleo residual, é dada por:

$$\frac{\phi(1-S_{or})\mu_w c_w}{KK_{rwor}} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (\text{A-1})$$

A vazão de injeção dada por:

$$r \rightarrow 0 : q = 2\pi r h \frac{KK_{rwor}}{\mu_w} p_i \frac{\partial p}{\partial r} \quad (\text{A-2})$$

Reunindo as constantes no lado esquerdo da equação, obtém-se:

$$r \rightarrow 0 : Q = r \frac{\partial p}{\partial r} \quad Q = \frac{q\mu_w}{2\pi KK_{rwor} p_i} \quad (\text{A-3})$$

Sendo as condições de contorno inicial e no infinito: são dadas por:

$$t = 0 : p = 1 \quad (\text{A-4})$$

$$r \rightarrow \infty : p \rightarrow 1 \quad (\text{A-5})$$

Utilizando coeficiente de difusividade de pressão  $\chi_w$  (A-6), fica-se com a equação diferencial (A-7):

$$\frac{1}{\chi_w} = \frac{\phi \mu_w c_w (1 - s_{or})}{KK_{r_{wori}}} \quad (\text{A-6})$$

$$\frac{1}{\chi_w} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (\text{A-7})$$

Introduzindo a coordenada self-similar  $s$ :

$$s = \frac{r^2}{4\chi_w t} \quad \therefore \quad p(r, t) = p(s) \quad (\text{A-8})$$

Ficamos então com a equação diferencial ordinária:

$$-s \frac{dp}{ds} = \frac{d}{ds} \left( s \frac{dp}{ds} \right) \quad (\text{A-9})$$

As condições de contorno no injetor e no infinito são dadas por:

$$s \rightarrow 0 : s \frac{dp}{ds} = \frac{Q}{2} \quad s \rightarrow \infty : p = p_i \quad (\text{A-10})$$

$$s \frac{dp}{ds} = \frac{Q}{2} \exp(-s) \quad (\text{A-11})$$

A solução  $p(s)$  é dada pela equação :

$$p(s) = 1 - \frac{Q}{2} \int_s^\infty \frac{\exp(-s)}{s} ds = 1 - \frac{Q}{2} ei(s) \quad (\text{A-12})$$

A função  $ei(x)$ , é conhecida como integral exponencial e é determinada por:

$$ei(x) = \int_x^{\infty} \frac{\exp(-x)}{x} dx \quad se \quad x > 0,01 \quad (A-13)$$

$$ei(x) = -\ln(1,781x) \quad se \quad x < 0,01 \quad (A-14)$$

A solução final do problema é então:

$$p(r,t) = p_i \left( 1 - \frac{q\mu_w}{4\pi KK_{rwor} h p_1} ei \left( \frac{\phi(1-s_{or})\mu_w c_w r^2}{4KK_{rwor} t} \right) \right) \quad (A-15)$$

A função Impedância é dada por:

$$J(t) = \frac{(p(p_w,t) - p(r_c,t))}{q} \quad (A-16)$$

$$J(t) = \frac{\mu_w p_i}{4\pi KK_{rwor} h} \left( ei \left( \frac{\phi(1-s_{or})\mu_w c_w r_c^2}{4KK_{rwor} t} \right) - ei \left( \frac{\phi(1-s_{or})\mu_w c_w r_w^2}{4KK_{rwor} t} \right) \right) \quad (A-17)$$

A função Índice de Injetividade é dada por:

$$II(t) = \frac{q}{(p(p_w,t) - p(r_c,t))} \quad (A-18)$$

$$II(t) = \frac{4\pi KK_{rwor} h}{\mu_w p_i} \left( ei \left( \frac{\phi(1-s_{or})\mu_w c_w r_c^2}{4KK_{rwor} t} \right) - ei \left( \frac{\phi(1-s_{or})\mu_w c_w r_w^2}{4KK_{rwor} t} \right) \right)^{-1} \quad (A-19)$$

## APÊNDICE B. FLUXO INCOMPRESSÍVEL DE ÁGUA NO ÓLEO RESIDUAL

---

### B.1. Pressão no raio de contorno

Este desenvolvimento compreende a injetividade no fluxo incompressível de água no óleo residual.

O fluxo de água, desprezada, a compressibilidade e tendo o raio de contorno  $r$  é dado por:

$$q = 2\pi r h \frac{K K_{r_{wor}}}{\mu_w} \frac{dP}{dr} \quad (B-1)$$

Separando as variáveis e integrando, obtém-se:

$$P(r) = \frac{q \mu_w}{2\pi K K_{r_{wor}} h} (\ln r - \ln C) \quad (B-2)$$

Onde  $C$  é uma constante.

No limite de observação obtém-se,  $r_c$  e  $P_{res}$ , o que nos leva a equação de Dupui.

$$P_w - P_{res} = \frac{q \mu_w}{2\pi K K_{r_{wor}} h} \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (B-3)$$

### B.2. Análise do raio de drenagem para o poço injetor



Reescrevendo a fórmula de Dupui:

$$(P_w - P_{res}) \frac{2\pi K K_{rwor} h}{q \mu_w} = \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (B-4)$$

Cálculo de impedância é dado por:.

$$J(t) = \frac{P_w - P_{res}}{q} = \frac{\mu_w}{2\pi K K_{rwor} h} \ln \frac{r_c}{r_w} \quad (B-5)$$

E o cálculo do índice de injetividade, é dado pela equação (B-6).

$$II(t) = \frac{q}{P_w - P_{res}} = \frac{2\pi K K_{rwor} h}{\mu_w \ln \frac{r_c}{r_w}} \quad (B-6)$$

## APÊNDICE C. EXEMPLO DE PLANILHA DO SOFTWARE MATHCAD PARA CÁLCULO DO EFEITO DA COMPRESSIBILIDADE

---

### Previsões do Comportamento da Pressão no Reservatório

Y – 23

porosidade:  $\phi := 0.26$

$S_{or} := 0.25$        $S_{wi} := 0.15$

permeabilidade:  $k := 0.115 \cdot (9.86 \times 10^{-13})$  **Darcy**

pressão inicial:  $P_i := 23.0 \cdot (0.980665 \cdot 10^6)$  **MPa**

viscosidade dinâmica:  $\mu := 1.5 \cdot (10^{-3})$  **cP**

espessura do reservatório:  $h := 58$  **m**

vazão:  $q := -2200 \cdot (1.157407 \times 10^{-5})$  **m<sup>3</sup>/dia**

compressibilidade do óleo:  $\alpha_p := 110 \cdot 10^{-5} \cdot (10^{-6})$  **1/MPa**

raio do poço:  $r_w := 0.0889$  **m**

distância a partir do poço:  $R_c := 310$  **m**

Fator volume de formação da água:  $B_w := 1$

Tempo do teste:  $t_{te} := 12 \cdot (3600)$  **h**

difusividade de pressão:

$$\chi := \frac{k}{\mu \cdot \phi \cdot \alpha_p}$$

$$\chi = 0.264312$$

$$Q := \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k}$$

$$Q = -9.243095 \times 10^5$$

$$s(r, t) := \frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t}$$

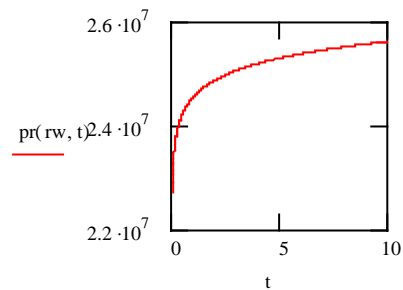
$$ei(r, t) := \begin{cases} -\ln(1.781 \cdot s(r, t)) & \text{if } s(r, t) \leq 0.01 \\ \int_{s(r, t)}^{\infty} \left( \frac{e^{-y}}{y} \right) dy & \text{otherwise} \end{cases}$$

### Distribuição da pressão no regime transiente

$$pr(r, t) := Pi \cdot \left( 1 - \frac{Q \cdot B_w}{2 \cdot Pi} \cdot ei(r, t) \right)$$

$$\Delta p_{tr}(t) := pr(rw, t) - pr(R_c, t)$$

$$\Pi(t) := \frac{|q|}{\Delta p_{tr}(t)}$$



### Pressão no poço considerando fluido incompressível (regime permanente)

$$P_w := Pi + \frac{|q| \cdot B_w \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln\left(\frac{R_c}{rw}\right)$$

$$P_w = 3.009472 \times 10^7$$

$$P_\rho(r, P_w) := P_w + \frac{1}{\alpha_\rho} \cdot \ln\left(1 - \frac{|q| \cdot \mu \cdot \alpha_\rho}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln\left(\frac{r}{rw}\right)\right)$$

$$Pr := P_w$$

$$P_{w\alpha} := \text{root}\left(P_\rho(R_c, Pr) - Pi, Pr\right)$$

$$P_{w\alpha} = 3.012615 \times 10^7$$

## Tempo de transição

Incompressível

$$t_T := 0.001 \cdot 24 \cdot 3600$$

$$t_{tr} := \text{root}\left(\text{pr}(r_w, t_T) - P_w, t_T\right)$$

$$\frac{t_{tr}}{24 \cdot 3600} = 1.873683 \quad \text{dias}$$

$$\frac{t_{tr}}{3600} = 44.968391 \quad \text{horas}$$

Compressível

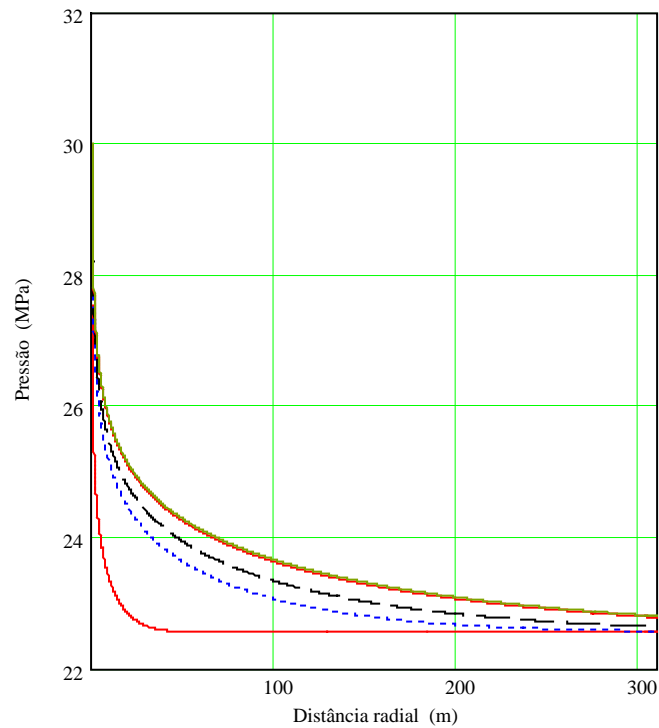
$$t_T := 0.001 \cdot 24 \cdot 3600$$

$$t_{tr\alpha} := \text{root}\left(\text{pr}(r_w, t_T) - P_{w\alpha}, t_T\right)$$

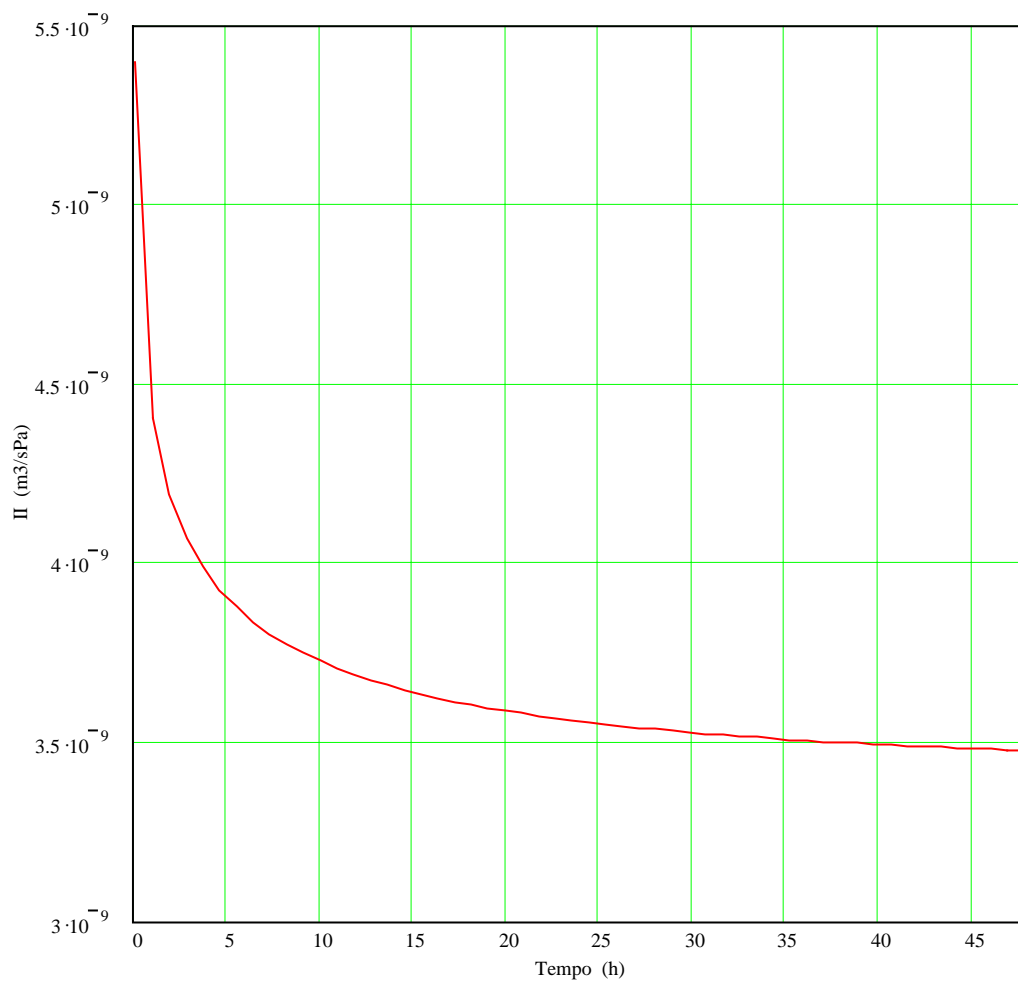
$$\frac{t_{tr\alpha}}{24 \cdot 3600} = 2.005573 \quad \text{dias}$$

$$\frac{t_{tr\alpha}}{3600} = 48.133752 \quad \text{horas}$$

$$r := 0.1, 0.2.. R_c$$



$$t := 0.1, 1.. \frac{t_{tr\alpha}}{3600}$$



$$\frac{\Pi(t_{tr\alpha})}{\Pi(t_{te})} = 0.943194$$

**APÊNDICE D. DESENVOLVIMENTO DAS EQUAÇÕES DE BUCKLEY &  
LEVERETT PARA FLUXO RADIAL**

---

O fluxo da água e do óleo é dado por:

$$q_w = -2\pi h K \frac{k_{rw}(S)}{\mu_w} r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (D-1)$$

$$q_o = -2\pi h K \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o} r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (D-2)$$

Assumindo que as fases são incompressíveis, as equações de balanço de massa para a água e o óleo são dadas por:

$$\frac{2\pi\phi}{q} \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial q_w}{\partial r} = 0 \quad (D-3)$$

$$\frac{2\pi\phi}{q} \frac{\partial}{\partial t} (1-S) + \frac{1}{r} \frac{\partial q_o}{\partial r} = 0 \quad (D-4)$$

O fluxo total é conservado:

$$\frac{\partial q}{\partial r} = 0 \Leftrightarrow q = q(t) \quad (D-5)$$

$$q = q_w + q_o$$

Somando as equações (D-1) e (D-2) o fluxo total é:

$$q = -2\pi K \lambda(S) r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (D-6)$$

Onde  $\lambda(s)$  é a mobilidade total das fases:

$$\Pi(S) = \frac{k_{rw}(S)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o} \quad (D-7)$$

Introduzindo fluxo fracionário, a equação de balanço de massa para a água toma a forma:

$$\frac{2\pi\phi}{q} \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial f(S)}{\partial r} = 0 \quad (D-8)$$

Condições iniciais de contorno:

$$r = r_w : f = 1 \quad (D-9)$$

$$t = 0 : S = S_{wi} \quad (D-10)$$

Introduzindo coordenadas adimensionais:

$$X = \left( \frac{r}{R_c} \right)^2 \quad T = \frac{qt}{\pi R_c^2 \phi} \quad (D-11)$$

A equação (D-8) toma a forma de:

$$\frac{\partial S}{\partial T} + \frac{\partial f(S)}{\partial X} = 0 \quad (D-12)$$

Condições iniciais e de contorno:

$$X = X_w = \left( \frac{r_w}{R_c} \right)^2 : f = 1 \quad (D-13)$$

$$T = 0 : S = S_{wi} \quad (D-14)$$

A equação (D-12) pode ser expressa na forma característica:

$$\frac{dX}{dT} = f'(S) \quad (D-15)$$

$$S = \text{const.}$$

A solução da equação (D-15) é dada por:

$$S(X, T) = \begin{cases} 1 - S_{or}, & \frac{X - X_w}{T} \leq f'(1 - S_{or}) \\ f'^{-1}\left(\frac{X - X_w}{T}\right), & f'(1 - S_{or}) < \frac{X - X_w}{T} < D \\ S_{wi}, & \frac{X - X_w}{T} \geq D \end{cases} \quad (D-16)$$

Em coordenadas adimensionais, o fluxo total toma a forma:

$$q = -4\pi K \Pi(S) X \frac{\partial p}{\partial X} \quad (D-17)$$

Integrando a equação (D-17) obtemos:

$$\Delta p(T) = - \int_{X_w}^1 \frac{\partial p}{\partial X}(x, T) dx = \frac{q}{4\pi K} \int_{X_w}^1 \frac{1}{x \lambda(S(x, T))} dx \quad (D-18)$$

O inverso da injetividade adimensional é chamado impedância, é dado por:

$$J(T) = \frac{\Delta p(T)}{q(T)} \frac{q(0)}{\Delta p(0)} \quad (D-19)$$

A equação para a variação da impedância durante a injeção de água é dada por:

$$J(T) = \frac{k_{rowi}}{\mu_o \ln\left(\frac{1}{X_w}\right)} \int_{X_w}^1 \frac{1}{x \Pi(S)} dx \quad (D-20)$$



## APÊNDICE E. EXEMPLO DE PLANILHA DO SOFTWARE MATHCAD PARA CÁLCULO DO DESENVOLVIMENTO BUCKLEY & LEVERETT RADIAL

### *Buckley\_Leverett Radial*

$$s_{wi} := 0.15 \quad k_{rowi} := 0.7 \quad k_0 := 0.50 \cdot 10^{-12}$$

$$s_{or} := 0.3 \quad k_{rwor} := 0.15$$

$$\mu_w := 0.6 \cdot 10^{-3} \quad \mu_o := 7 \cdot 10^{-3}$$

$$r_w := 0.1 \quad R_c := 500 \quad h := 20$$

$$q := 1000 \cdot (1.157407 \times 10^{-5})$$

$$M := \frac{\frac{k_{rwor}}{\mu_w}}{\frac{k_{rowi}}{\mu_o}} \quad M = 2.5$$

$$k_{rw}(S) := k_{rwor} \cdot \left( \frac{s_{wi} - S}{1 - s_{or} - s_{wi}} \right)^2$$

$$k_{ro}(S) := k_{rowi} \cdot \left( \frac{1 - s_{or} - S}{1 - s_{or} - s_{wi}} \right)^2$$

$$\lambda(S) := \frac{k_{rw}(S)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o}$$

$$f(S) := \frac{\frac{k_{rw}(S)}{\mu_w}}{\lambda(S)}$$

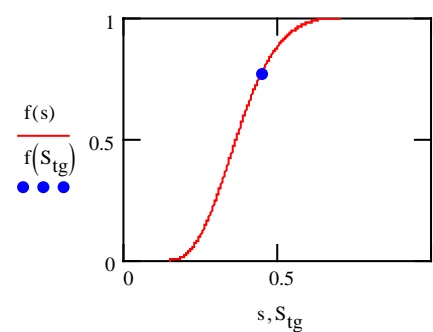
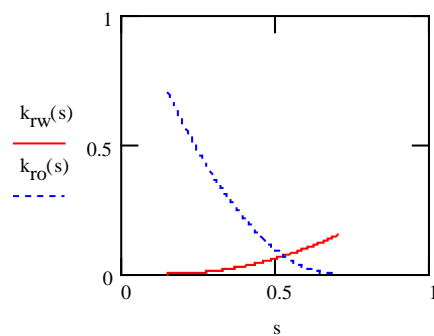
$$s_r := 0.5$$

$$df(S) := \frac{d}{dS} f(S)$$

$$S_{tg} := \text{root} \left[ df(s_r) - \left( \frac{f(s_r)}{s_r - s_{wi}} \right), s_r \right]$$

$$S_{tg} = 0.444$$

$$s := s_{wi} + 0.001 \cdot (1 - s_{or})$$



- velocidade do shock:

$$D := \frac{f(S_{tg})}{S_{tg} - s_{wi}} \quad D = 2.61$$

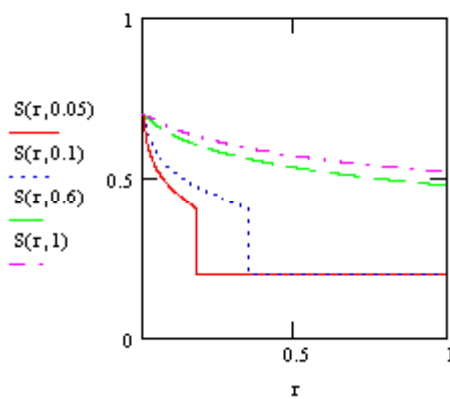
$$R_w := \left( \frac{r_w}{R_c} \right)^2$$

$$s_r := 0.4$$

$$S(R, T) := \begin{cases} s_{wi} & \text{if } T = 0 \\ \text{if } T \neq 0 \\ \quad \begin{cases} s_{wi} & \text{if } \frac{R}{T} > D \\ \text{root} \left[ df(s_r) - \left( \frac{R}{T} \right), s_r \right] & \text{if } D \geq \frac{R}{T} \geq df(1 - s_{or}) \\ 1 - s_{or} & \text{if } \frac{R}{T} < df(1 - s_{or}) \end{cases} \end{cases}$$

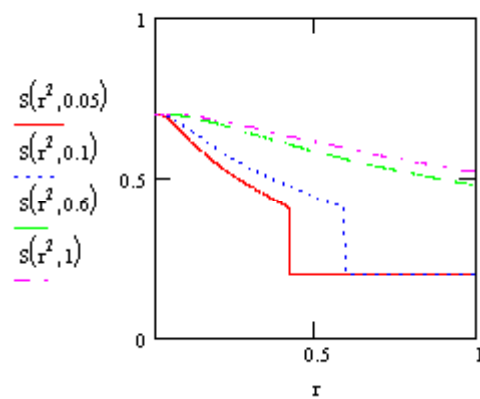
$$S((r/R_c)^2, T)$$

$$S((r/R_c)^2, T)$$

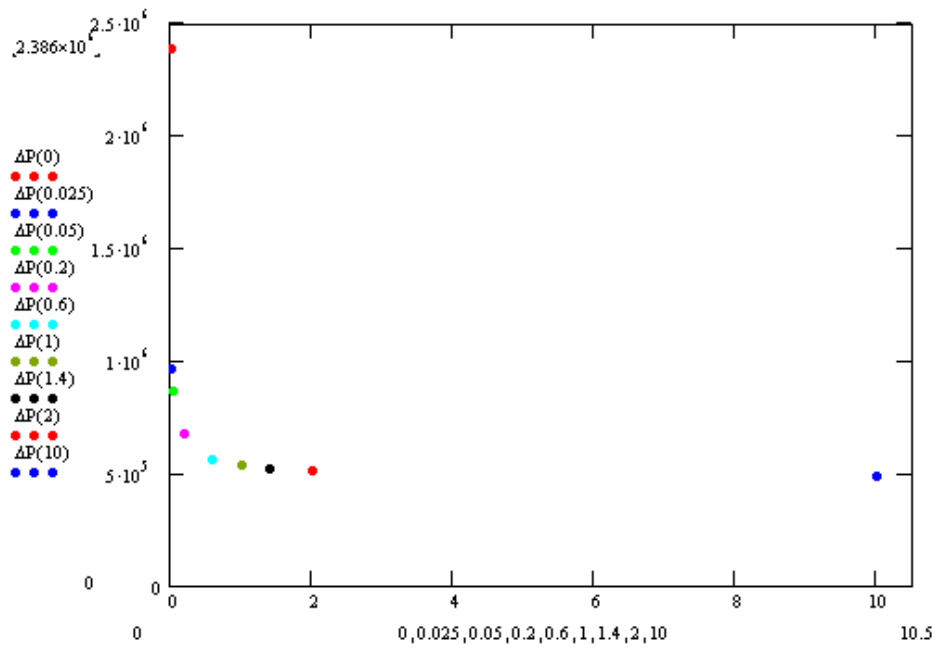


$$S(r/R_c, T)$$

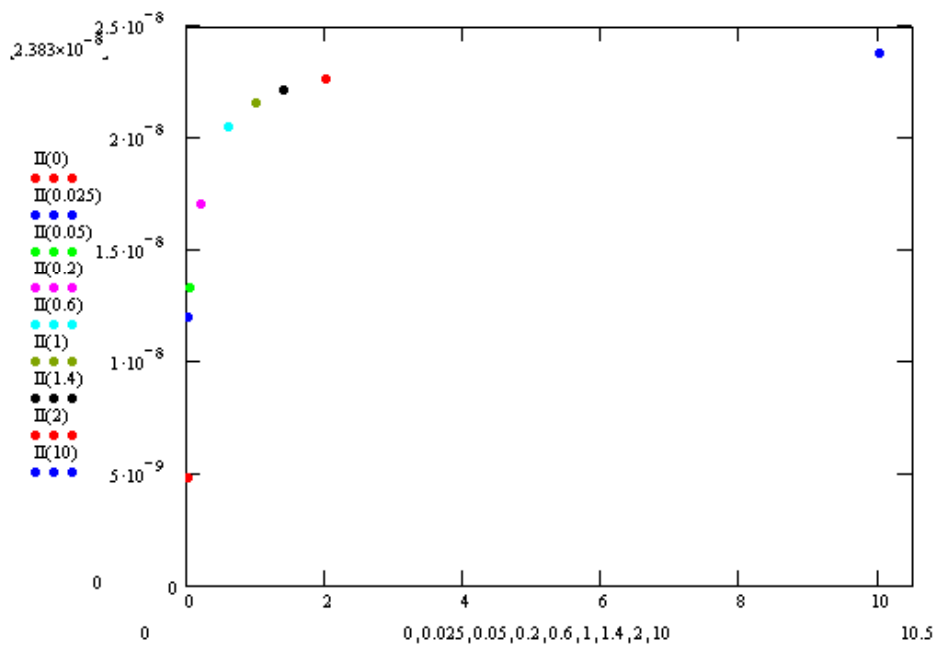
$$S(r/R_c, T)$$



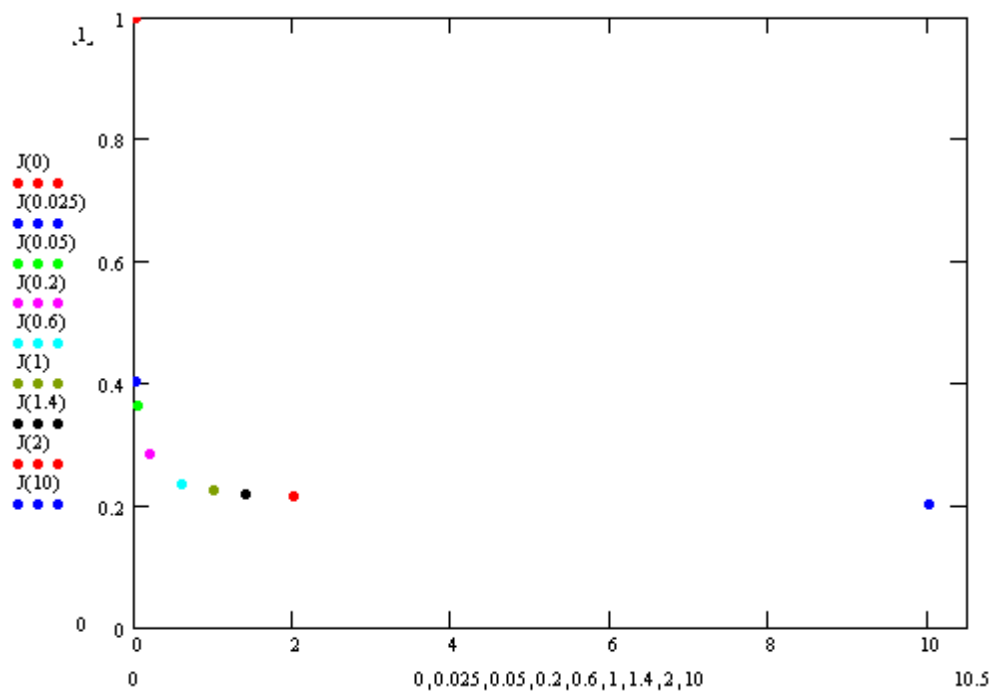
$$\Delta P(T) := \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot k_0 \cdot h} \cdot \int_{R_w}^1 \frac{1}{r \cdot \lambda(S(r, T))} dr$$



$$\Pi(T) := 4 \cdot \pi \cdot k_0 \cdot h \cdot \frac{1}{\int_{R_w}^1 \frac{1}{r \cdot \lambda(S(r, T))} dr}$$



$$J(T) := \frac{\Pi(0)}{\Pi(T)}$$



## APÊNDICE F. FILTRAÇÃO RADIAL PROFUNDA

---

O modelo para filtração profunda, fluxo radial de água considerando a injeção em poços verticais, é descrito pelo sistema de equações de (F-1) a (F-3):

$$\phi(1-s_{or})\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{2\pi r}\frac{\partial c}{\partial r} = -\frac{\partial \sigma}{\partial t} \quad (\text{F-1})$$

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

$$U = -\frac{k_0 k_{rwr}}{(1+\beta\sigma)\mu_w} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (\text{F-3})$$

Introduzindo especificamente para este desenvolvimento, o comprimento adimensional  $\rho$ , a coordenada auxiliar  $X$  e as concentrações  $C$  e  $S$ , conforme mostrado em (F-4):

$$\begin{aligned} \rho &= \frac{r}{R_c}; \quad T = \frac{qt}{\phi\pi R_c^2}; \\ X &= \rho^2; \quad C = \frac{c}{c^0}; \quad S = \frac{\sigma}{\phi c^0}; \\ P &= \frac{4\pi k_0 p}{q\mu_w} \end{aligned} \quad (\text{F-4})$$

Em coordenadas adimensionais o sistema de equações de (F-1) a (F-3) toma a seguinte forma:

$$(1-s_{or})\frac{\partial C}{\partial T} + \frac{\partial C}{\partial X} = -\frac{\partial S}{\partial T} \quad (\text{F-5})$$

$$\frac{\partial S}{\partial T} = \frac{\lambda R_c C}{2\sqrt{X}} \quad (\text{F-6})$$

$$\frac{1}{X} = -\frac{k_{rwr}}{(1+\beta\phi c^0 S)} \frac{\partial P}{\partial X} \quad (\text{F-7})$$

A condição de contorno seguinte, corresponde à injeção de fluido com uma determinada concentração de partículas.

$$X = X_w : C=1 \quad (F-8)$$

Se o coeficiente de filtração  $\lambda$  é constante, a solução para  $T > (1-s_{or})^*(X-X_w)$  é:

$$S(X, T) = \frac{\lambda R_c}{2\sqrt{X}} \exp\left[-\lambda R_c (\sqrt{X} - \sqrt{X_w})\right] * \quad (F-9)$$

$$[T - (1-s_{or})(X - X_w)]$$

$$C(X, T) = \exp\left[-\lambda R_c (\sqrt{X} - \sqrt{X_w})\right] \quad (F-10)$$

Onde  $X_w$  é o raio adimensional do poço que é calculado pela fórmula (F-4) a partir do raio do poço  $r=r_w$ . Ambas concentrações são nulas antes da chegada da frente de avanço da água  $C=S=0$ .

Para

$$T < (1-s_{or})^*(X-X_w).$$

A partir da equação (A-7) obtém-se a seguinte expressão para queda de pressão e impedância:

$$\Delta P = - \int_{X_w}^1 \frac{\partial P}{\partial X} dX = \quad (F-11)$$

$$= \frac{1}{k_{rwor}} \int_{X_w}^1 \frac{1 + \beta c^0 \phi S}{X} dX$$

$$J_d(T) = \frac{\Delta P(T)}{\Delta P(0)} = \frac{k_{rwor} \Delta P(T)}{(-\ln X_w)} = \quad (F-12)$$

$$1 - \frac{\beta \phi c^0}{\ln X_w} \int_{X_w}^1 \frac{S(X, T)}{X} dX$$

Substituindo a equação (F-9) na equação (F-12) para  $T < (1-s_{or})(1-X_w)$ , obtém-se:

$$J_d(T) = 1 - \frac{\beta \phi c^0}{\ln X_w} \int_{X_w}^{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w} \frac{S(X, T)}{X} dX \quad (F-13)$$

Obtém-se também a seguinte integral::

$$\int \frac{S(X, T)}{X} dX = \lambda R_c \exp(\lambda R_c \sqrt{X_w}) * \left[ \begin{aligned} & (T + (1-s_{or})X_w) \int \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{2\sqrt{X} X} dX \\ & - (1-s_{or}) \int \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{2\sqrt{X}} dX \end{aligned} \right] \quad (F-14)$$

Usando a nova variável.

$$u = \lambda R_c \sqrt{X}$$

Simplificando as integrais no lado direito da equação (F-14)

$$\int \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{2\sqrt{X} X} dX = \lambda R_c \left( -\frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{\lambda R_c \sqrt{X}} - \int \frac{\exp(-u)}{u} du \right) \quad (F-15)$$

$$\int \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{2\sqrt{X}} dX = -\frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{\lambda R_c} \quad (F-16)$$

A equação da integral indefinida (F-14) é:

$$\int \frac{S(X,T)}{X} dX = \lambda R_c \exp(\lambda R_c \sqrt{X_w}) * \left[ (T + (1 - s_{or}) X_w) \left( \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{\sqrt{X}} + \lambda R_c \int_{-\lambda R_c \sqrt{X}}^{\infty} \frac{\exp(-u)}{u} du \right) + (1 - s_{or}) \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X})}{\lambda R_c} \right] \quad (F-17)$$

Substituindo os limites  $X_w$  e  $(T/1-s_{or}) + X_w$  na integral (F-17) e usando a equação (F-13), obtém-se a equação final para impedância para  $T < (1-s_{or})*(1-X_w)$ :

$$J_d(T) = 1 - \frac{\beta c^0 \phi}{\ln X_w} \lambda R_c \exp(\lambda R_c \sqrt{X_w}) * \left\{ (T + (1 - s_{or}) X_w) \left[ \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X_w})}{\sqrt{X_w}} - \frac{\exp\left(-\lambda R_c \sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}\right)}{\sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}} + \lambda R_c \int_{\lambda R_c \sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}}^{\lambda R_c \sqrt{X_w}} \frac{\exp(-u)}{u} du \right] + \frac{1 - s_{or}}{\lambda R_c} \left[ \exp\left(-\lambda R_c \sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}\right) - \exp(-\lambda R_c \sqrt{X_w}) \right] \right\} \quad (F-18)$$

Esta expressão pode ser simplificada usando-se a equação,  $\lambda R_c (X_w)^{1/2} = \lambda r_w$ :



$$\begin{aligned}
J_d(T) = & 1 - \frac{\beta c^0 \phi}{\ln X_w} \lambda R_c \exp(\lambda r_w) * \\
& * \left\{ (T + (1 - s_{or}) X_w) \left[ \frac{\exp(-\lambda r_w)}{\sqrt{X_w}} - \frac{\exp\left(-\lambda R_c \sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}\right)}{\sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}} \right] + \lambda R_c \int_{\lambda R_c \sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}}^{\lambda r_w} \frac{\exp(-u)}{u} du \right\} + \\
& + \frac{1 - s_{or}}{\lambda R_c} \left[ \exp\left(-\lambda R_c \sqrt{\frac{T}{1-s_{or}} + X_w}\right) - \exp(-\lambda r_w) \right]
\end{aligned} \tag{F-19}$$

A solução do sistema (F-5), (F-6), (F-7) para  $T > (1-s_{or})^*(1-X_w)$  é dado pelas equações (F-9) e (F-10).

Após a chegada da frente de avanço da água, no poço produtor, ambas concentrações são positivas em todos os pontos (X,T).

Substituindo a equação (F-9) na expressão do gradiente de pressão (F-11), e substituindo também os limites  $X_w$  e 1 na integral indefinida (F-17), obtém-se a equação para impedância (F-12), para  $T > (1-s_{or})^*(1-X_w)$ :

$$\begin{aligned}
J_d(T) = & 1 - \frac{\beta c^0 \phi}{\ln X_w} \lambda R_c \exp(\lambda R_c \sqrt{X_w}) * \\
& * \left\{ (T + (1 - s_{or}) X_w) \left[ \frac{\exp(-\lambda R_c \sqrt{X_w})}{\sqrt{X_w}} - \exp(-\lambda R_c) \right] + \lambda R_c \int_{\lambda R_c}^{\lambda R_c \sqrt{X_w}} \frac{\exp(-u)}{u} du \right\} + \\
& + \frac{1 - s_{or}}{\lambda R_c} \left[ \exp(-\lambda R_c) - \exp(-\lambda R_c \sqrt{X_w}) \right]
\end{aligned} \tag{F-20}$$

A equação para impedância, para  $T > (1-s_{or})^*(1-X_w)$ , pode também ser simplificada usando-se a expressão  $\lambda R_c \sqrt{X_w} = \lambda r_w$  :

$$J_d(T) = 1 - \frac{\beta c^0 \phi}{\ln X_w} \lambda R_c \exp(\lambda r_w) * \left\{ \begin{array}{l} (T + (1 - s_{or}) X_w) \left( \frac{\exp(-\lambda r_w)}{\sqrt{X_w}} - \exp(-\lambda R_c) \right) \\ + \lambda R_c \int_{\lambda R_c}^{\lambda r_w} \frac{\exp(-u)}{u} du \end{array} \right\} + \left\{ \begin{array}{l} + \frac{1 - s_{or}}{\lambda R_c} [\exp(-\lambda R_c) - \exp(-\lambda r_w)] \end{array} \right\} \quad (F-21)$$

Observa-se que o declínio de injetividade durante a filtração profunda depende de três parâmetros adimensionais:  $X_w$ ,  $\lambda R_c$  and  $\beta \phi c^0$ .

A equação (F-21) mostra que após a chegada da frente de injeção no poço produtor para  $T > (1-s_{or})^*(1-X_w)$ ,  $J(T)$  é uma linha reta de inclinação  $m$  (F-22).

$$m(\lambda, \beta) = \frac{\beta c^0 \phi}{-\ln X_w} \lambda R_c \left( \begin{array}{l} \frac{1}{\sqrt{X_w}} - \exp(\lambda(r_w - R_c)) \\ + \lambda R_c \exp(\lambda r_w) \int_{\lambda R_c}^{\lambda r_w} \frac{\exp(-u)}{u} du \end{array} \right) \quad (F-22)$$

A equação (F-21) pode ser apresentada sob a forma (F-23).

$$J(T) = 1 + mT - \delta \quad (F-23)$$

O termo  $\delta$  tem a ordem de magnitude  $10^{-5}$  e pode ser ignorado, ficamos então com (F-24).

$$J(T) = 1 + mT \quad (F-24)$$

## APÊNDICE G. EXEMPLO DE PLANILHA DO SOFTWARE MATHCAD PARA CÁLCULO DA FILTRAÇÃO RADIAL PROFUNDA

---

### *Filtração Radial*

filtraton coefficient

formation damage coefficient

$$\lambda := 2$$

$$\beta := 100$$

$$k_0 := 0.330 \cdot 10^{-12}$$

$$\mu_w := 0.6 \cdot 10^{-3}$$

$$r_w := 0.1 \quad R_c := 500 \quad h := 17$$

$$q := 916 \cdot (1.157407 \times 10^{-5})$$

$$c_0 := 10 \cdot 10^{-6} \quad \phi := 0.31$$

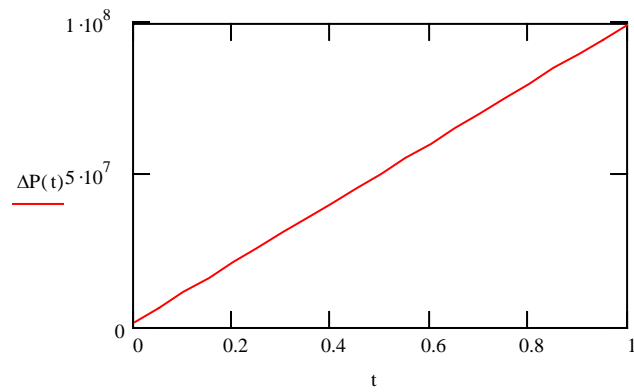
$$R_w := \left( \frac{r_w}{R_c} \right)^2$$

$$c(R, T) := \begin{cases} 0 & \text{if } T \leq R - R_w \\ c_0 \cdot e^{-\lambda \cdot R_c (\sqrt{R} - \sqrt{R_w})} & \text{if } T > R - R_w \end{cases}$$

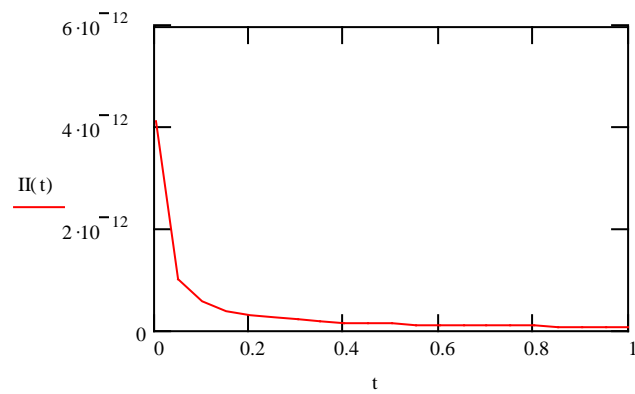
$$\sigma(R, T) := \begin{cases} 0 & \text{if } T \leq R - R_w \\ c_0 \cdot \frac{\phi \cdot R_c \cdot \lambda}{2} \cdot \frac{e^{-\lambda \cdot R_c (\sqrt{R} - \sqrt{R_w})}}{\sqrt{R}} \cdot (T - R + R_w) & \text{if } T > R - R_w \end{cases}$$

$$\Delta P(T) := \frac{q \cdot \mu_w}{4 \cdot \pi \cdot k_0 \cdot h} \cdot \int_{R_w}^1 \frac{1 + \beta \cdot \sigma(r, T)}{r} dr$$

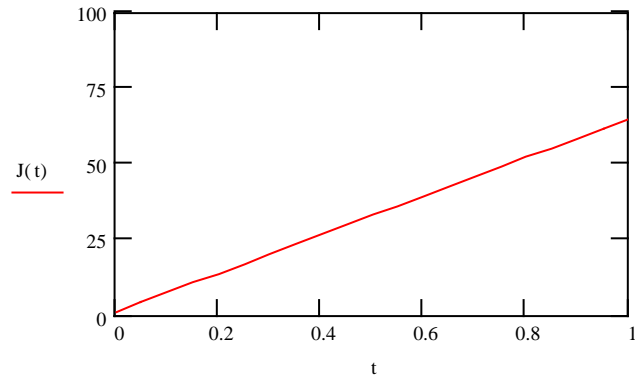
t := 0, 0.05.. 1



$$\Pi(T) := 4 \cdot \pi \cdot k_0 \cdot h \cdot \frac{1}{\int_{R_w}^1 \frac{1 + \beta \cdot \sigma(r, T)}{r} dr}$$



$$J(T) := \frac{\Pi(0)}{\Pi(T)}$$



## APÊNDICE H. FORMAÇÃO DO REBOCO EXTERNO PARA FLUXO RADIAL

---

A cinética da deposição das partículas na parede do poço para fluxo radial é representada pela equação (F-2):

$$\sigma(r_w, t) = \frac{\lambda c q}{2\pi r_w} \cdot t. \quad (\text{H- 1})$$

No tempo de transição, a deposição das partículas corresponde a uma fração  $\alpha$  do valor inicial da porosidade:

$$t_{tr} = \frac{2\alpha\phi\pi r_w}{\lambda c q}. \quad (\text{H- 2})$$

Substituindo (F-4) na equação (H-2), obtém-se a seguinte equação para o tempo de transição adimensional em volume poroso injetado (p.v.i.).

$$T_{tr} = \frac{2\alpha r_w}{\lambda c R^2}. \quad (\text{H- 3})$$

A formação do reboco externo ocorre após o tempo de transição. A equação para o crescimento do reboco  $h_c$  é representada por:

$$\pi(r_w^2 - (r_w - h_c)^2)(1 - \phi_c) = qc(t - t_{tr}). \quad (\text{H- 4})$$

Assume-se que a espessura do reboco é muito menor que o raio do poço ( $h_c(t) \ll r_w$ ) para linearizar o lado esquerdo da equação (H-4), simplificando-a:

$$h_c(t) = \frac{qc}{2\pi r_w(1 - \phi_c)}(t - t_{tr}). \quad (\text{H- 5})$$

Utiliza-se a equação (H-6) para calcular a queda da pressão no reboco externo:

$$\frac{q}{2\pi r_w} = -\frac{k_c}{\mu} \frac{\partial p}{\partial X} \quad (\text{H- 6})$$

$$\Delta p_c = \int_{X_w - h_c}^{X_w} -\frac{\partial p}{\partial X} dX = \frac{q\mu}{2\pi k_c r_w} h_c = \frac{q^2 \mu c (t - t_{tr})}{4\pi^2 r_w^2 k_c (1 - \phi_c)}. \quad (\text{H- 7})$$

A adimensionalização da queda de pressão no reboco externo ocorre pela substituição da (F-4) em (H-7):

$$\Delta p_c = \frac{q\mu c \phi}{4\pi X_w k_c (1 - \phi_c)} (T - T_{tr}). \quad (\text{H- 8})$$

Para tempos posteriores ao tempo de transição, a queda de pressão localizada na zona do dano causado dentro da formação pelo fenômeno da filtração profunda não muda mais. Por isso, adiciona-se a queda de pressão situada no reboco externo à da zona do dano dentro da formação, para obter a queda de pressão total ((F-14)+(H-8)):

$$\Delta p_t(T) = \frac{q\mu(-\ln X_w)}{4\pi k} \left( J(T_{tr}) + \frac{kk_{rwor} \phi c}{k_c (1 - \phi_c) X_w (-\ln X_w)} (T - T_{tr}) \right). \quad (\text{H- 9})$$

Substitui-se (H-9) em (F-14) para determinar a equação final da impedância na fase da formação do reboco externo

$$J(T) = J(T_{tr}) + \frac{kk_{rwor} \phi c (T - T_{tr})}{k_c (1 - \phi_c) X_w (-\ln X_w)}. \quad (\text{H- 10})$$

A impedância durante a formação do reboco é também uma função linear do tempo (H-9), onde o parâmetro adimensional  $m_c$  (inclinação da reta proveniente do fenômeno da formação do reboco externo) é dado por(H-11).

Para calcular-se a permeabilidade de reboco  $k_c$ , a partir de (H-11) considera-se que a porosidade  $\phi_c$  é conhecida.

$$m_c = \frac{k k_{rwo} c \phi}{k_c (1 - \phi_c) X_w (-\ln X_w)}. \quad (\text{H- 11})$$



## APÊNDICE I. EXEMPLO DE PLANILHA DO SOFTWARE MATHCAD PARA CÁLCULO DO REBOCO EXTERNO

---

filtraton coefficient

formation damage coefficient

$$\lambda := 20$$

$$\beta := 50$$

$$k_0 := 0.5 \cdot 10^{-12}$$

$$k_c := 0.1 \cdot 10^{-15}$$

$$\alpha := 0.1$$

$$\mu_w := 0.6 \cdot 10^{-3}$$

$$r_w := 0.1$$

$$R_c := 500$$

$$h := 100$$

$$q := 1000 \cdot (1.157407 \times 10^{-5})$$

$$c_0 := 10 \cdot 10^{-6}$$

$$\phi := 0.3$$

$$\phi_c := 0.3$$

$$R_w := \left( \frac{r_w}{R_c} \right)^2$$

$$J_{tr} := 2$$

$$T_{tr} := \frac{2 \cdot \alpha \cdot r_w}{\lambda \cdot c_0 \cdot R_c^2}$$

$$J(T) := J_{tr} + \frac{k_0 \cdot \phi \cdot c_0}{k_c \cdot (1 - \phi_c) \cdot R_w \cdot -\ln(R_w)} \cdot (T - T_{tr})$$

$$m_c := \frac{k_0 \cdot \phi \cdot c_0}{k_c \cdot (1 - \phi_c) \cdot R_w \cdot -\ln(R_w)}$$