

**MODELAGEM SEMI-ANALÍTICA PARA INCRUSTAÇÃO DE
SULFATO DE BÁRIO EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS**

JEFERSON MELLO BOIM

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE - UENF
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO - LENEP**

**MACAÉ - RJ
DEZEMBRO – 2003**

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

MODELAGEM SEMI-ANALÍTICA PARA INCRUSTAÇÃO DE SULFATO DE BÁRIO EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS

JEFERSON MELLO BOIM

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.

MACAÉ - RJ
DEZEMBRO - 2003

MODELAGEM SEMI-ANALÍTICA PARA INCRUSTAÇÃO DE SULFATO DE BÁRIO EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS

JEFERSON MELLO BOIM

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 17 de dezembro de 2003.

Comissão Examinadora:

Marcelo Curzio Salomão (D.Sc., UN-BC/PETROBRAS)

Maria Carmen Moreira Bezerra (D.Sc., CENPES/PETROBRAS)

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

Pavel Bedrikovetsky (Ph.D., LENEP/CCT/UENF)

Dedicatória

À minha esposa Jaqueline,
que me incentivou na
realização desta tese.

À minha filha Jennifer,
pela inspiração em todos
os momentos.

Agradecimentos

A Deus por mais uma etapa concluída com sucesso.

Aos colegas do curso de mestrado pelo companheirismo em todas as fases do curso.

A toda a equipe da PETROBRAS/UN-BC/ATP-NE/RES pelo apoio e incentivo durante toda a fase do mestrado, principalmente ao Gerente Saulo de Tarso Cerqueira Lima.

Agradeço ao José Carlos Andraus e André Duarte Bueno pela revisão do texto da tese.

Aos colegas Gladstone P. Moraes, Maylton F. da Silva, José S. Daher e Rubens P. Lopes Jr. pela ajuda no esclarecimento de diversas dúvidas, especialmente ao Fábio S. Corrêa pelo apoio e colaboração durante a tese.

Aos professores do curso de mestrado pelos conhecimentos transmitidos.

A todos os funcionários do LENEP pela presteza no atendimento, principalmente a Bena, Débora e Eliézer.

Ao Chefe do LENEP Prof. Dr Antonio Abel Gonzáles Carrasquilla e ao Coordenador do curso de pós-graduação Prof. Dr. Carlos Alberto Dias pela dedicação e empenho nos seus trabalhos.

A todos os membros da banca pela prontidão em participar na defesa desta tese.

Meus agradecimentos especiais ao amigo e orientador Prof. Dr. Pavel Bedrikovetsky, grande incentivador do presente trabalho.

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos	v
Índice.....	vi
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tabelas	ix
Nomenclatura.....	x
Resumo.....	xii
Abstract.....	xiii
1. Introdução.....	1
2. Conceitos Básicos	4
2.1. Injeção de Água	4
2.1.1. Caracterização das águas.....	6
2.2. Dano à Formação.....	7
2.3. Mecanismos de Transporte de Espécies Químicas	8
2.3.1. Difusão	9
2.3.2. Dispersão	9
2.4. Incrustação.....	11
2.4.1. Principais tipos de incrustação	11
2.4.2. Causas da incrustação	12
2.4.3. Local da precipitação.....	15
2.4.4. Mecanismos de formação de incrustações	15
2.4.5. Principais mecanismos de mistura das águas.....	16
2.4.6. Características do sulfato de bário	20
2.4.7. Tratamento de squeeze de inibidor de incrustação.....	21
3. Revisão Bibliográfica	26
3.1. Modelos termodinâmicos.....	28
3.2. Modelos cinéticos.....	30
3.3. Modelos matemáticos e de simulação de fluxo em reservatórios	34
4. Metodologia	40

4.1. Hipóteses simplificadoras.....	40
4.2. Modelagem Semi-Analítica do Processo de Incrustação de Sulfato de Bário	43
4.3. Modelagem Simplificada de Linhas de Fluxo	47
5. Aplicação dos Modelos Obtidos para Um Caso Real	50
6. Conclusões/discussões	55
7. Recomendações para Trabalhos Futuros.....	56
8. Referências Bibliográficas.	57
Apêndice A: Modelagem Semi-Analítica do Processo de Incrustação de Sulfato de Bário.	64
Apêndice B: Modelagem Simplificada de Linhas de Fluxo Para a Caracterização da Heterogeneidade do Reservatório a Partir do Histórico de Concentração de Traçador Durante um Processo de Injeção de Água.	72
Apêndice C: Extensão da Teoria de Buckley e Leverett.	77
Apêndice D: Fotos de Incrustação de Sulfato de Bário dentro da Coluna de Produção	81

Lista de Figuras

Figura 1: Características dos vários mecanismos de produção.	4
Figura 2: Mecanismo de mistura unidimensional para o caso homogêneo.	17
Figura 3: Mecanismo de mistura unidimensional para o caso heterogêneo.	17
Figura 4: Modelo esquemático mostrando a precipitação do sulfato de bário em um canal de fluxo.	18
Figura 5: Mecanismo de mistura 2D areal heterogêneo.	18
Figura 6: Mecanismo de mistura 2D vertical heterogêneo.	19
Figura 7: Curva de fluxo fracionário para o deslocamento do óleo pela água e a determinação gráfica das velocidades das frentes de saturação e de concentração.	42
Figura 8: Esquema mostrando o perfil de saturação e de concentração durante um processo de injeção de água.	42
Figura 9: Esquema mostrando os bancos de água conata e de óleo formados durante um processo de injeção de água.	43
Figura 10: Função dano à formação devido à precipitação de sulfato de bário.	46
Figura 11: Esquema 3D hipotético mostrando as trajetórias das linhas de fluxo.	48
Figura 12: Curva de salinidade em função do tempo.	50
Figura 13: Curva de concentração de traçador observada no poço produtor com o tempo.	51
Figura 14: Curva de distribuição de permeabilidade $k(Z)$	52
Figura 15: Comparação das curvas de concentrações calculadas em relação às curvas sem precipitação.	53
Figura 16: Curva de diluição do bário em função da percentagem de água do mar.	53
Figura 17: Solução analítica da equação (A.29) para reservatório infinito, em sete instantes de tempo distintos, mostrada no intervalo $-100 \leq Z_c \leq 100$	68
Figura 18: Solução aproximada da equação (A.34) para reservatório infinito, em sete instantes de tempo distintos, mostrada no intervalo $-100 \leq Z_c \leq 100$	70
Figura 19: Solução final do sistema (A-21)-(A-22) para as curvas de concentração de bário e sulfato adimensionais.	71
Figura 20: Esquema de injeção hipotético.	72

Figura 21: Esquema mostrando a frente de concentração para um reservatório hipotético estratificado	74
Figura 22: Curva de fluxo fracionário mostrando a frente de saturação.....	78
Figura 23: Perfil de saturação de água, num instante t, ao longo do comprimento do sistema.	78
Figura 24: Perfil de saturação, num instante t, mostrando a formação do bando de água conata.	79
Figura 25: Curva de fluxo fracionário mostrando as frentes de concentração e de saturação.	80

Lista de Tabelas

Tabela 1: Principais incrustações inorgânicas.....	11
Tabela 2: Solubilidade das principais incrustações em água pura a 25 ⁰ C.	20
Tabela 3: Taxas de crescimento de cristal de uso comum para o sulfato de bário e outros minerais.	33

Nomenclatura

<i>Letras Latinas</i>		
Símbolos	Descrições	Unidades
c	Concentração	M
C	Concentração de bário adimensional	adim.
d	Coeficiente de difusão	m^2/s
D	Coeficiente de dispersão	m^2/s
f	Fluxo fracionário	adim.
F	Fator resistividade elétrica da formação	adim.
H	Espessura do reservatório	m
k	Permeabilidade absoluta da rocha	D
k_o	Permeabilidade média	D
k_{rw}	Permeabilidade relativa à água	adim.
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo	adim.
K_{SP}	Constante do produto de solubilidade	m^2
K_a	Coeficiente de reação de precipitação	$(Ms)^{-1}$
L	Comprimento	m
M	Concentração molar	gmol/l
p	Pressão	kgf/cm ²
q	Taxa de reação química	M/s
S_w	Saturação de água	adim.
S_{or}	Saturação de óleo residual	adim.
t	Tempo	s
T	Tempo adimensional	adim.
U	Velocidade total do fluxo	m/s
U_w	Velocidade de fluxo da água	m/s
x	Distância linear	m
X	Distância adimensional	adim.
Y	Concentração de sulfato adimensional	adim.
z	Profundidade	m
Z	Profundidade adimensional	adim.

Letras Gregas		
Símbolos	Descrições	Unidades
α	Proporção entre concentrações adimensionais	adim.
α_l	Dispersividade longitudinal	m
β	Coefficiente do dano à formação	adim.
ε_c	Parâmetro de difusividade (ver equação A.8)	adim.
ε_k	Parâmetro de reatividade (ver equação A.8)	adim.
μ	Viscosidade	cP
ϕ	Porosidade	adim.
$\bar{\nabla}$	Operador matemático	adim.
Δp	Diferença de pressão	kgf/cm ²

Subscritos e Sobrescritos	
Símbolos	Descrições
<i>0</i>	Inicial
<i>Ba</i>	Bário
<i>SO₄</i>	Sulfato
<i>BaSO₄</i>	Sulfato de bário
<i>o</i>	Óleo
<i>w</i>	Água
<i>w_i</i>	Água inicial
<i>or</i>	Óleo residual
<i>bt</i>	<i>Breakthrough</i>
<i>l</i>	Longitudinal
<i>ap</i>	Aparente
<i>m</i>	Molecular

Resumo

A incrustação de sulfato de bário provoca sérios problemas em projetos de injeção de água onde há incompatibilidade química entre a água de injeção e a água da formação. Isto acontece devido à precipitação do sulfato de bário, causando redução da permeabilidade.

A reação química entre o bário e o sulfato ocorre ao longo de todo o reservatório, porém, a acumulação do sal precipitado ocorre próximo dos poços produtores provocando dano à formação. A precipitação do sulfato de bário causa a redução da permeabilidade somente próximo dos poços produtores. A precipitação do sulfato de bário no interior do reservatório, longe dos poços produtores, não altera o fluxo. Este fato permite simplificar o modelo que trata o processo de incrustação nos reservatórios de petróleo.

Foi desenvolvido um modelo simplificado de linhas de fluxo para o processo de incrustação de sulfato de bário. A distribuição destas linhas de fluxo é obtida através da curva de concentração de um traçador obtida no poço produtor. Um outro modelo foi desenvolvido que consistiu de um modelo semi-analítico unidimensional que leva em consideração a dispersão dos componentes químicos e a cinética de reação química. Este modelo foi utilizado ao longo de cada canal de fluxo, obtendo-se como resultado as curvas de concentrações de bário e de sulfato.

O processo de incrustação de sulfato de bário foi simulado em um campo de petróleo utilizando o modelo de linhas de fluxo desenvolvido e os resultados foram comparados com os dados de produção, sendo obtido uma concordância razoável.

Palavras Chaves: incrustação, dano à formação, sulfato de bário, $BaSO_4$.

Abstract

The barium sulphate scaling is a chronicle disaster in waterflood projects with incompatible injected and formation waters. It happens due to precipitation of barium sulphate from the mixture of both waters and consequent permeability reduction. The productivity decline prediction for scaled-up wells is based on mathematical modelling of chemical reaction during mixing of injected and formation waters.

Chemical reaction between Ba and SO_4 takes place all over the reservoir, but the precipitant accumulation causing the formation damage occurs near to production wells. Barium sulphate precipitation causes permeability reduction only near to producers. Barium sulphate precipitation in the reservoir outside the production well vicinities does not alternate the flux. It allows simplifying the reservoir oilfield scaling model.

A simplified stream line model for BaSO_4 scaling was developed. Distribution of stream lines over permeability is obtained from the tracer breakthrough curve. A semi-analytical model for one phase flow accounting for diffusion and reaction kinetics was used along each stream line.

Barium sulphate scaling in a petroleum offshore field was simulated using the stream line model developed, and the results were compared with the field data. Reasonable agreement between the data was obtained.

Keywords: scale, oilfield scaling, barium sulphate, BaSO_4 .

1. Introdução

A injeção de água é um método muito usado na indústria do petróleo com o objetivo de se aumentar o fator de recuperação de petróleo dos campos petrolíferos.

Em campos marítimos de petróleo, a água de injeção é, tradicionalmente, a própria água do mar¹. Antes de ser injetada, a mesma pode sofrer alguns tratamentos, como: desaeração, filtração, adição de aditivos químicos e dessulfatação (veja detalhes na seção 2.1).

No início, a água produzida é constituída apenas pela água da formação (conata² ou aquífero³). Com o passar do tempo, a água produzida irá, progressivamente, ter em sua composição a água do mar injetada. Pode-se dizer que é a partir do *breakthrough*⁴ da água de injeção que os problemas de incrustações se tornam mais sérios. Portanto, a partir deste momento, o poço deve ser monitorado continuamente.

A água da formação e a água de injeção, quando submetidas a condições termodinâmicas adequadas, reagem entre si fazendo com que sejam depositados compostos insolúveis tais como o sulfato de bário (ou barita), o sulfato de estrôncio (ou celestita) e o sulfato de cálcio (ou anidrita).

Dentre estes compostos, o sulfato de bário é o mais problemático por ser o de menor solubilidade e o de mais difícil remoção.

Existe, na produção do petróleo, um outro tipo importante de incrustação, formada através de um mecanismo completamente diferente do anterior e que também causa diversas perdas de produção. É o caso do carbonato de cálcio.

Este tipo de incrustação pode ocorrer tão logo se inicie a produção de água da formação (conata ou aquífero), ou seja, bem cedo na vida do campo.

Portanto, podem-se diferenciar dois tipos de incrustação quanto ao seu mecanismo de formação: enquanto o carbonato de cálcio está associado com as

¹Em poucas situações há a injeção da própria água produzida.

²Água conata é aquela naturalmente existente no meio poroso junto ao petróleo.

³Água do aquífero é aquela proveniente de zonas cem por cento saturadas com água e que normalmente se encontram abaixo ou lateralmente à zona de óleo.

⁴Breakthrough é o tempo que a água injetada leva até chegar no poço produtor.

variações de pressão, temperatura e pH, o sulfato de bário ocorre, principalmente, devido à mistura entre águas incompatíveis entre si.

O carbonato de cálcio é facilmente removido através de uma operação de acidificação, e não será objeto de estudo deste trabalho.

Durante o deslocamento da água da formação pela água do mar injetada, a formação e a precipitação do sulfato de bário ocorre na chamada zona de mistura. Esta precipitação, porém, não se acumula em um ponto dentro do reservatório em virtude do contínuo deslocamento desta zona de mistura em direção ao poço produtor (Sorbie e Mackay, 2000). Sendo assim, pode-se admitir que o dano causado no interior do reservatório é desprezível (Bertero *et al*, 1988).

A acumulação das incrustações ocorre nas proximidades dos poços produtores, provocando restrições na coluna de produção e em outros equipamentos de superfície, causando sérios problemas operacionais, perdas na produção de petróleo e comprometendo a economicidade de alguns projetos.

Além dos problemas anteriores, a precipitação destas incrustações pode vir associada com a presença de íons de rádio que irão co-precipitar⁵ com o bário e estrôncio e gerar resíduos radioativos cuja remoção e descarte são perigosos e dispendiosos.

As incrustações de sulfato de bário são comuns em vários campos de petróleo do mundo, daí a importância do conhecimento do seu mecanismo de formação, do tipo e a quantidade de deposição e a sua localização para, em função disto, se tomar medidas preventivas e/ou corretivas.

É na fase inicial de desenvolvimento de um campo de petróleo, onde os investimentos são feitos (CAPEX⁶), que se deve avaliar e prever os futuros problemas de incrustações que poderão ocorrer no campo, pois isto pode influenciar a estratégia do gerenciamento futuro destas incrustações. É nesta fase que se decide, por exemplo, a compra de uma planta dessulfatadora para remover os íons sulfatos da água de injeção, a estratégia de injeção de água, o esquema de completações dos poços, etc.

⁵ Co-precipitação é a precipitação simultânea.

⁶ Do inglês Capital Expenditures, ou seja, investimentos.

O modelo matemático para o fluxo no meio poroso acompanhado de reação química e precipitação de sais consiste na equação de balanço de massa aplicada a cada reagente, com um termo “sumidouro” que representa a reação química.

Objetivo da tese

Esta tese tem como objetivo principal o desenvolvimento de um modelo simplificado para a previsão das concentrações de bário e de sulfato no reservatório, durante um processo de injeção de água do mar. Tem, também, como objetivo específico o desenvolvimento de um modelo semi-analítico unidimensional para o deslocamento da água da formação pela água de injeção, levando em consideração a dispersão e a reação química dos componentes químicos.

Foi desenvolvido um segundo modelo simplificado de linhas de fluxo, onde ao longo de cada canal de fluxo foi utilizado o modelo semi-analítico para fluxo unidimensional desenvolvido.

A distribuição das linhas de fluxo foi obtida através da solução de um problema inverso a partir da curva de concentração de um traçador obtida no poço produtor.

O modelo desenvolvido foi aplicado a um campo de petróleo e os resultados foram comparados com os dados de produção, sendo obtido razoáveis concordâncias.

No capítulo dois, será apresentada a conceituação básica que facilitará o entendimento desta tese.

No capítulo três, será apresentada a revisão bibliográfica onde os trabalhos relevantes serão resumidos e comentados.

No capítulo quatro, será apresentada a metodologia utilizada na resolução do problema, assim como as principais hipóteses simplificadoras para o desenvolvimento do modelo proposto.

No capítulo cinco, serão apresentados os resultados obtidos após a aplicação do modelo proposto a um poço de um reservatório de petróleo.

E, finalmente, nos capítulos seis e sete serão apresentadas, respectivamente, as principais conclusões/discussões e recomendações para trabalhos futuros.

2. Conceitos Básicos

Neste capítulo serão definidos alguns conceitos básicos relacionados ao entendimento da presente tese e serão citados diversos trabalhos científicos da área.

2.1. Injeção de Água

Os reservatórios cujos mecanismos principais de produção, tais como gás em solução ou capa de gás, não são eficientes para recuperar a maior parte de suas reservas de hidrocarbonetos, são submetidos a uma análise técnica e econômica com o objetivo de se estudar possíveis métodos de recuperação secundária a serem implantados.

Satter (1998) apresenta um gráfico comparativo dos vários mecanismos de produção e seus respectivos fatores de recuperação (Figura 1):

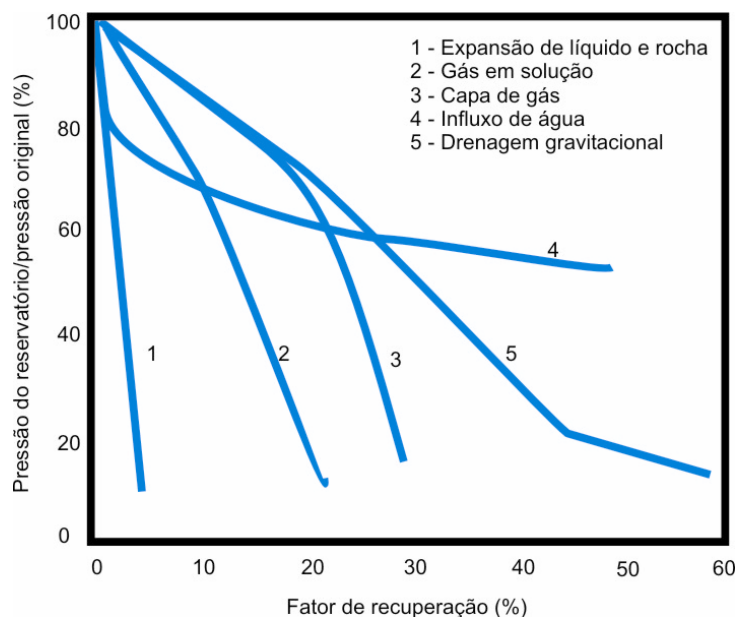


Figura 1: Características dos vários mecanismos de produção.

A injeção de água é um dos métodos mais usados na indústria do petróleo, pois, além de manter a pressão estática do reservatório em níveis desejáveis, tem por finalidade aumentar o fator de recuperação final do petróleo.

Entre as principais razões para o vasto uso da injeção de água, pode-se citar (Satter, 1998):

- ✓ disponibilidade da água;
- ✓ baixo custo (de investimento e de operação) em relação a outros fluidos;
- ✓ a água é relativamente fácil de se injetar na formação;
- ✓ a água possui alta eficiência no deslocamento do óleo.

A água de injeção pode ter origens diversas (Thomas, 2001):

- ✓ água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para este fim;
- ✓ água de superfície, coletada em rios, lagos, etc;
- ✓ água do mar;
- ✓ água produzida⁷.

A seleção do tipo de água que será injetada é de vital importância para o sucesso do projeto de injeção de água. Um dos pré-requisitos na escolha desta água é que ela cause o mínimo de dano ao reservatório e aos equipamentos de produção e injeção.

Em campos marítimos de petróleo, esta água de injeção, tradicionalmente, é a própria água do mar. Em poucas situações, ao invés de injetar água do mar, se reinjeta a própria água produzida, mas neste caso, podem-se ter limitações quanto aos volumes disponíveis.

Um projeto integrado de injeção de água consiste, entre outras partes, na caracterização dos reservatórios e fluidos envolvidos, no esquema de injeção adotado e na definição da planta de tratamento da água a ser injetada.

O tratamento da água injetada pode ser composto das seguintes etapas:

- ✓ desaeração: retirada do oxigênio para evitar a corrosão nos equipamentos de injeção, evitar a cavitação das bombas de injeção e minimizar os processos biológicos aeróbicos. A presença do oxigênio e alguns outros gases na água de injeção causam corrosão nos equipamentos de superfície e de poço, comprometendo a segurança e podendo danificar o reservatório em função do carreamento de partículas de corrosão e entupimento dos poros;

⁷ Água que vem misturada com o óleo no poço produtor.

- ✓ filtração: retirada de partículas em suspensão para evitar o entupimento de poros e a ocorrência de dano à formação;
- ✓ adição de aditivos químicos tais como bactericidas e algicidas. Algumas bactérias podem metabolizar tanto o óleo quanto a água da formação. Existem algumas bactérias que são sulfato-redutoras, isto é, elas metabolizam o sulfato contido nas águas e produzem o H₂S (gás sulfídrico) que é corrosivo e nocivo à saúde;
- ✓ dessulfatação: retirada dos íons de sulfato da água do mar injetada para evitar a formação e a deposição de incrustação próxima dos poços produtores. Este tipo de tratamento não faz parte da maioria dos sistemas de injeção devido ao seu alto custo de investimento e operação.

No início, a água produzida é constituída apenas pela água da formação que pode ser a água conata ou a água do aquífero. Com o passar do tempo, a água produzida irá, progressivamente, ter em sua composição a água do mar injetada.

O *breakthrough* da água injetada deve ser continuamente monitorado através dos compostos químicos presentes na água produzida. Para facilitar tal monitoramento, pode-se injetar traçadores junto com a água do mar. Porém, a injeção de traçadores nem sempre é feita e, para se monitorar os compostos químicos da água produzida é necessário que tanto a água do mar quanto a água da formação (conata e aquífero) tenham as suas composições químicas bem caracterizadas. Assim, o avanço da água do mar no reservatório poderá ser monitorado de uma forma indireta, ou seja, através da determinação da salinidade ou da concentração do magnésio na água produzida.

2.1.1. Caracterização das águas

A previsão do potencial de incrustação nos reservatórios de petróleo requer análises completas e precisas dos diversos tipos de águas envolvidas: água do mar injetada, água conata, água do aquífero e água produzida para que se possam caracterizar as suas propriedades físico-químicas.

Rosário e Bezerra (2001) apresentam algumas condições fundamentais que devem ser seguidas a fim de se garantir uma análise confiável da água da formação:

- ✓ evitar problemas de contaminação com os fluidos de perfuração e de completação;
- ✓ após a coleta, efetuar imediata análise química dos fluidos, visando caracterizar aquelas espécies sujeitas a variações de concentrações quando expostas à atmosfera;
- ✓ estabilizar e preservar as espécies que podem variar com o tempo.

Os procedimentos de amostragens e as metodologias de análises utilizadas precisam ser confiáveis e capazes de gerar resultados precisos e acurados. Rosário e Bezerra (2001) recomendam que sejam seguidos procedimentos padronizados, sejam utilizados materiais especiais para amostragem e análise e que estas tarefas sejam executadas por pessoas treinadas e capacitadas.

2.2.Dano à Formação

O dano à formação pode ser definido como qualquer restrição à produtividade ou injetividade dos poços provocada por alterações químicas e/ou físicas tanto na rocha reservatório quanto nos fluidos nela contidos. Estas alterações são provocadas, principalmente, pela introdução de fluidos estranhos ao reservatório durante as operações de perfuração, completação, injeção e outras.

O dano pode ser identificado pelos testes de pressão efetuados nos poços e, também, pelas altas taxas de declínio de vazão não associadas a uma depleção⁸ compatível.

Dentre os principais mecanismos de dano à formação pode-se citar:

- ✓ incompatibilidade química entre as águas de formação e do mar injetada que provoca a precipitação de sais como o sulfato de bário;
- ✓ incompatibilidade dos fluidos estranhos ao reservatório com os minerais da rocha;
- ✓ alteração de molhabilidade⁹;

⁸ Depletação é a redução da pressão estática do reservatório devido à produção de fluidos.

⁹ Molhabilidade é a tendência de um fluido preferencialmente aderir à superfície de uma rocha em presença de um outro fluido imiscível.

- ✓ precipitação de frações pesadas do óleo;
- ✓ migração de finos;
- ✓ inchamento de argilas.

No reservatório, é próximo aos poços produtores que a incrustação provoca severos danos à formação, como será descrito na seção 2.4.5.

A precipitação que ocorre longe dos poços produtores não provoca um dano significativo (Bertero *et al.*, 1988), pois a mesma não se acumula por causa do contínuo deslocamento da zona de mistura.

A incrustação nos equipamentos de produção não é objeto de estudo deste trabalho. São apenas citadas as suas conseqüências em termos de enormes perdas de receita.

O efeito da redução da permeabilidade em função da deposição de incrustação no meio poroso pode ser modelado através da função dano à formação, conforme será descrito na seção 4.2.

2.3.Mecanismos de Transporte de Espécies Químicas

Lake (1988) cita quatro mecanismos principais que causam o transporte de espécies químicas no meio poroso:

- ✓ forças viscosas devido a diferenças de pressão;
- ✓ forças gravitacionais devido a diferenças de densidade;
- ✓ forças capilares;
- ✓ difusão e dispersão.

Os mecanismos de difusão e dispersão exercem grande influência nos processos de deslocamentos miscíveis no meio poroso, por isto estes fenômenos foram e ainda são objetos de pesquisa e estudo na indústria do petróleo. A água de injeção (rica em sulfato) ao deslocar a água da formação (rica em bário) forma uma frente de avanço na interface da qual poderão ocorrer estes fenômenos, que são responsáveis pelo espalhamento ou mistura das espécies químicas.

Podem-se definir estes mecanismos da seguinte forma:

2.3.1. Difusão

Quando dois fluidos miscíveis e de diferentes concentrações são postos em contato, inicialmente haverá uma superfície de separação entre eles. Mas, devido à movimentação aleatória das espécies químicas em solução (movimento browniano), logo em seguida haverá uma difusão gradativa de um fluido no outro, ou seja, haverá transporte de massa de um fluido para o outro. Com o tempo, a superfície inicial de separação entre os fluidos se transformará em uma zona de mistura. Na ausência de um meio poroso, este fenômeno é chamado de difusão molecular (d_m) e na presença do meio poroso (consolidado ou não), difusão aparente (d_{ap}).

Lake (*apud* Pirson, 1988), através de uma analogia entre difusão e condutividade elétrica no meio poroso, sugeriu a seguinte relação aproximada entre a difusão aparente e a difusão molecular:

$$d_{ap} = \frac{d_m}{F\phi} \quad (\text{ver definições na nomenclatura}) \quad (2.1)$$

Ou seja, há uma modificação no efeito da difusão molecular causada pelo meio poroso e suas heterogeneidades.

2.3.2. Dispersão

No mecanismo de difusão não se considerou a movimentação dos fluidos. No caso de fluxo de fluidos no meio poroso, haverá um novo mecanismo de mistura acontecendo devido a um gradiente de velocidade que se forma entre as diversas linhas de fluxo, resultado das heterogeneidades do meio poroso. Este mecanismo é denominado de dispersão.

A dispersão classifica-se em dois tipos:

- ✓ dispersão longitudinal: dá-se na direção do movimento dos fluidos.
- ✓ dispersão transversal: dá-se na direção perpendicular ao movimento dos fluidos.

Lake (1988) utiliza o termo dispersão para se referir ao mecanismo causado pelo gradiente de concentrações (difusão) somado ao mecanismo causado pelo gradiente de velocidades.

Através de vários experimentos laboratoriais e, também, por razões de ordem qualitativa, Lake resumiu o coeficiente de dispersão longitudinal (D_l) através da seguinte equação, válida para fluxos unidimensionais:

$$D_l = \frac{d_m}{F\phi} + U\alpha_l. \quad (\text{ver definições na nomenclatura}) \quad (2.2)$$

Lake (*apud* Bear, 1988) classifica α_l como uma propriedade fundamental do meio poroso e que pode ser considerada como uma medida da heterogeneidade do meio. O nível de dispersão, portanto, estaria relacionado com a heterogeneidade, ou seja, em meios mais heterogêneos haveria uma maior dispersão.

A dispersividade pode ser considerada como uma medida da quantidade de mistura que ocorrerá no meio poroso, onde uma maior dispersividade implicará numa quantidade maior de mistura.

Para o caso de baixas velocidades de fluxo, o segundo termo da equação (2.2) é desprezível, e D_l será proporcional à d_m .

Para o caso de altas velocidades, não haverá tempo suficiente para que a difusão equalize as concentrações no meio poroso e, portanto, o segundo termo se torna mais significativo. Considerando-se a hipótese de que as heterogeneidades ao longo das linhas de fluxo provocam uma mistura completa dos fluidos, o primeiro termo da equação 2.2 poderá ser desprezado.

Segundo Lake, à exceção de alguns casos particulares, se a velocidade intersticial for maior que 3 centímetros por dia (cm/d), que é o caso da maioria dos métodos de EOR¹⁰, o segundo termo é dominante e a dispersão longitudinal pode ser escrita como:

$$D_l \cong U\alpha_l. \quad (2.3)$$

Os mecanismos da difusão e da dispersão são responsáveis pelo espalhamento e mistura das espécies químicas em solução, fazendo com que seja formada uma zona de mistura entre os dois fluidos. Quando não há nenhum destes mecanismos no fluxo de fluidos, não haverá a formação da zona de mistura, e o deslocamento será do tipo “pistão”.

¹⁰ EOR (*enhanced oil recovery*): recuperação melhorada de petróleo que é caracterizada pela injeção de materiais normalmente estranhos aos presentes no reservatório.

O tamanho da zona de mistura (ΔX) é estimada por Sorbie e Mackay (2000), para um sistema unidimensional, através da seguinte equação, em unidades adimensionais:

$$\Delta X = 3.625 \sqrt{\frac{\alpha_1 * T}{L}} \quad (\text{ver definições na nomenclatura}). \quad (2.4)$$

2.4. Incrustação

Incrustações (ou *scale*) podem ser definidos como compostos químicos de natureza inorgânica, inicialmente solúveis em soluções salinas, e que precipitam podendo se acumular na formação, canhoneados, telas de *gravel packing*, colunas de produção e equipamentos de superfície (Marques *et al.*, 2001).

2.4.1. Principais tipos de incrustação

De acordo com o *American Standard Test Method*, as principais incrustações inorgânicas são apresentadas na Tabela 1 (obtida de Oliveira, 1997).

Tabela 1: Principais incrustações inorgânicas.

Nome	Fórmula	Nome	Fórmula
Acmita	$\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2$	Hidroxi-Apatita	$\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2$
Analcita	$\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Fosfato de Magnésio	$\text{Mg}_3(\text{PO}_4)_2 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2$
Anidrita	CaSO_4	Magnetita	Fe_3O_4
Aragonita	CaCO_3	Quartzo	SiO_2
Barita	BaSO_4	Serpentina	$3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Brucita	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	Ferro	Fe
Burqueita	$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 2\text{Na}_2\text{SO}_4$	Siderita	FeCO_3
Calcita	CaCO_3	Sílica (amorfa)	SiO_2
Carbonato de Ferro	FeCO_3	Sulfeto de Ferro	FeS
Celestita	SrSO_4	Magnesita	MgCO_3
Hidróxido de Cálcio	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	Carbonato de Sódio	Na_2CO_3
Cobre	Cu	Silicato de Sódio	$\text{Na}_2\text{Si}_2\text{O}_6$
Cuprita	Cu_2O	Fosfonato Ferro de Sódio	NaFePO_4
Óxido de Ferro	FeO	Tenorita	CuO
Goetita	$\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	Tenardita	Na_2SO_4
Gipsita	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Xonotlita	$5\text{CaO} \cdot 5\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$
Halita	NaCl		
Hemalita	Fe_2O_3		

Em negrito, estão assinaladas as principais incrustações que ocorrem na indústria de petróleo.

Este trabalho trata somente do caso específico de incrustações de sulfato de bário, sendo que o tratamento para o sulfato de estrôncio é bem semelhante.

2.4.2.Causas da incrustação

Devido ao mecanismo de formação e deposição de incrustação ser bem complexo, é difícil estabelecer uma causa principal. Mackay e Sorbie (1999) descrevem sucintamente as principais causas da formação das incrustações e suas conseqüências na produção de petróleo.

Na indústria do petróleo, estas são as principais causas de incrustação:

- ✓ variações termodinâmicas (pressão, temperatura, concentração, pH, etc) que ocorrem ao longo do processo de produção de petróleo. A variação de temperatura assim como o decréscimo da pressão contribui para o processo que promove a formação de incrustações;
- ✓ reação química decorrente da mistura de águas quimicamente incompatíveis entre si, sob condições físicas favoráveis. A água da formação encontra-se inicialmente em equilíbrio químico com a rocha e com os hidrocarbonetos presentes. Ao se injetar uma outra água não nativa, estranha ao reservatório, isto é, sem estar em equilíbrio químico com o mesmo, surgem diversos problemas.

Oliveira (1997) cita, ainda, outras causas de incrustações, tais como:

- ✓ evaporação da água;
- ✓ reações químicas microbiológicas: as bactérias sulfato-redutoras liberam o gás sulfídrico como resultado de sua metabolização. Este gás ataca os equipamentos e produzem a deposição de sulfeto de ferro;
- ✓ troca catiônica entre os cátions da água de injeção e os cátions das argilas. Neste caso, quando houver a dolomitização, a água se tornará rica em cálcio, resultando na precipitação de carbonato ou, eventualmente, sulfato de cálcio.

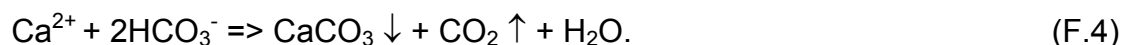
Em função da incompatibilidade química da água do mar e da água da formação, poderá ocorrer reação química entre elas. A água da formação (rica em cátions divalentes da família dos metais alcalinos terrosos tais como Ba^{2+} , Sr^{2+} e

Ca^{2+}) e a água de injeção (rica em íons sulfatos, SO_4^{2-}), quando submetidas a condições termodinâmicas adequadas, faz com que sejam depositados compostos insolúveis tais como BaSO_4 (sulfato de bário ou barita), SrSO_4 (sulfato de estrôncio ou celestita) e CaSO_4 (sulfato de cálcio ou anidrita), conforme as seguintes reações:



Dentre estes compostos, o sulfato de bário é o mais problemático por ser o de menor solubilidade e o de mais difícil remoção.

Durante a produção de petróleo e água (rica em Ca^{2+} e HCO_3^-), quando houver redução de pressão ou aumento de temperatura, poderá ocorrer, também, a incrustação de carbonato de cálcio ou calcita (CaCO_3). A mesma apresenta um mecanismo diferente que envolve um desequilíbrio termodinâmico entre o dióxido de carbono (CO_2) e o bicarbonato HCO_3^- e se dá conforme a seguinte reação:



Este tipo de incrustação pode ocorrer tão logo se inicie a produção de água da formação (conata ou aquífero), ou seja, bem cedo na vida do campo.

Assim que a pressão do fluido cai abaixo do ponto de bolha do dióxido de carbono, este sai de solução, sob a forma de gás, e, assim, ocorre a precipitação do CaCO_3 . Este problema é reforçado com o aumento do pH da solução, devido à liberação do CO_2 , que reduz ainda mais a solubilidade do CaCO_3 .

As maiores quedas de pressão ocorrem na elevação do fluido até a superfície, através das colunas de produção, sendo aí, juntamente com os equipamentos de superfície, os locais mais susceptíveis à formação do CaCO_3 . Podem ocorrer, também, nas colunas de injeção como resultado do aumento de temperatura nos poços injetores.

À medida que o reservatório vai sendo depletado, o ponto de bolha do CO₂, que antes era atingido em algum ponto da coluna de produção, poderá migrar para pontos mais inferiores da coluna e, até mesmo, para dentro da formação.

Este último tipo de incrustação, assim como o carbonato de ferro (FeCO₃, siderita) e FeS₂, pirita, têm a vantagem de serem facilmente removidas através de uma operação de acidificação. As mesmas têm a desvantagem de serem dificilmente previstas por modelos existentes, por necessitarem dados de entrada mais precisos, tais como pressão de bolha do CO₂, pH no poço e concentração de bicarbonato. Os modelos de previsão de incrustações por carbonatos são mais complexos e, freqüentemente, menos precisos.

Portanto, a natureza do gerenciamento dos problemas de incrustação varia ao longo do tempo de produção. Inicialmente, os problemas são relacionados com deposições de incrustações de carbonato, pois a primeira água a ser produzida é composta apenas de água da formação. Depois do *breakthrough* da água do mar injetada, os problemas de incrustações de carbonato tendem a diminuir e os problemas com incrustações de sulfato tendem a aumentar e chegar a um máximo, quando o índice de saturação (definido mais adiante) for máximo. Este máximo é alcançado para uma determinada razão de mistura entre a água da formação e a água do mar. A partir deste ponto, à medida que a quantidade de água do mar aumenta, a incidência destas incrustações tende a diminuir.

Assim, à medida que o reservatório vai se aproximando do final de sua vida produtiva, mesmo com altos valores de BSW¹¹, os problemas de gerenciamento de incrustações vão diminuindo em relação ao início da produção do reservatório, desde que a estratégia de produção seja mantida constante ao longo do tempo. Qualquer mudança no modo como o reservatório é drenado (*infill drillings*¹², esquemas de injeção, etc.) pode alterar as linhas de fluxo e introduzir um novo desafio com relação aos problemas de incrustações (Mackay, 2002).

¹¹ BSW é a percentagem de água no fluido produzido.

¹² *Infill Drilling* é o adensamento da malha de drenagem do reservatório.

2.4.3. Local da precipitação

As incrustações comuns na indústria do petróleo podem ser encontradas nos seguintes locais:

- ✓ rocha reservatório;
- ✓ canhoneados;
- ✓ *gravel packing*;
- ✓ coluna de produção;
- ✓ equipamentos de superfície, tais como caldeiras, condensadores, compressores, tubulações, etc.

Como consequência destes depósitos, poderá ocorrer dano à formação, entupimento de canhoneados ou *gravel packing*, restrições em colunas ou linhas de produção, redução de eficiência de separação óleo/água, entupimento de equipamentos de filtração, etc.

O Apêndice D apresenta duas fotos mostrando a precipitação de sulfato de bário dentro da coluna de produção.

2.4.4. Mecanismos de formação de incrustações

A cristalização e formação de uma incrustação requerem a ocorrência de três fatores simultâneos (Oliveira *apud* York e Schorle, 1997):

- ✓ supersaturação;
- ✓ nucleação;
- ✓ tempo de contato.

A **supersaturação** ($I.S. > 1$) é a causa primária da formação de incrustação, sendo as alterações de pressão, temperatura, pH, etc., consideradas causas secundárias, pois estes fatores influenciam na solubilidade de um dado composto.

A **nucleação** pode ser definida como o início de um processo de precipitação. Podem existir dois tipos de nucleação, com mecanismos distintos:

- ✓ nucleação homogênea;

- ✓ nucleação heterogênea: a existência de substâncias estranhas como, por exemplo, partículas em suspensão, microorganismos, etc., reduzem a energia necessária para a formação de uma superfície inicial para o crescimento da incrustação.

É necessário que haja um **tempo de contato** entre a solução e os núcleos formados para que ocorra o processo de crescimento do cristal e uma incrustação possa se formar.

A **co-precipitação** é um fenômeno em que diferentes componentes solúveis são removidos da solução durante a formação do precipitado (Oliveira, 1997).

2.4.5.Principais mecanismos de mistura das águas

Sorbie e Mackay (1999) mostraram, do ponto de vista teórico, como ocorre a mistura *in situ* das águas de formação e injeção, começando pelo caso unidimensional mais simples e estendendo para o caso real heterogêneo tridimensional. Foram identificados os principais mecanismos de misturas entre as diversas águas:

- ✓ deslocamento unidimensional linear (1D), para os casos homogêneos e heterogêneos;
- ✓ deslocamento e mistura em reservatórios heterogêneos estratificados (2D vertical);
- ✓ deslocamento e mistura em reservatórios areais e horizontais (2D areal);
- ✓ combinações dos casos anteriores (3D).

Em todos estes casos, sempre haverá a formação de um banco de água da formação sendo deslocado em contato direto com a água injetada. Este deslocamento pode ser considerado frontal e o grau de mistura que poderá ocorrer entre estas águas dependerá do nível de heterogeneidade (dispersividade) do meio poroso.

No primeiro destes casos, é analisada uma situação ideal onde o deslocamento acontece em um canal de fluxo homogêneo, sendo utilizada uma extensão da teoria de Buckley-Leverett (Apêndice C) para se estudar o problema. Neste caso, há a formação de uma fronteira entre o banco de água conata ou água

da formação (AF) e o banco de água do mar (AM), sendo mínima a mistura devido à dispersão (Figura 2). Portanto, os bancos de água vão se deslocar em direção ao poço produtor sem que haja alguma mistura significativa dentro do reservatório ou mesmo no poço produtor, pois, dentre os fluidos produzidos haveria uma mudança brusca de composição: primeiramente, somente água conata seria produzida e, depois, somente água injetada. Este caso é mostrado analiticamente, numericamente e experimentalmente por Sorbie e Mackay (2000).

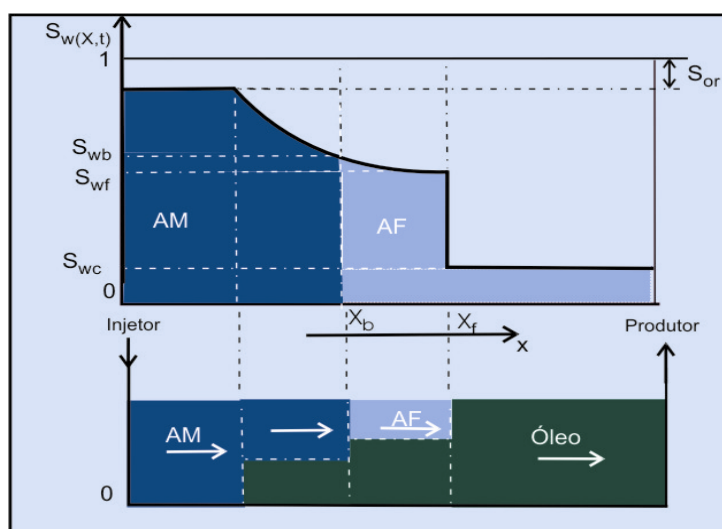


Figura 2: Mecanismo de mistura unidimensional para o caso homogêneo¹³.

Quando se considera a heterogeneidade no deslocamento unidimensional, há a formação de uma zona de mistura dentro da qual poderá haver a deposição do *scale* consumindo os íons causadores da incrustação (Figura 3).

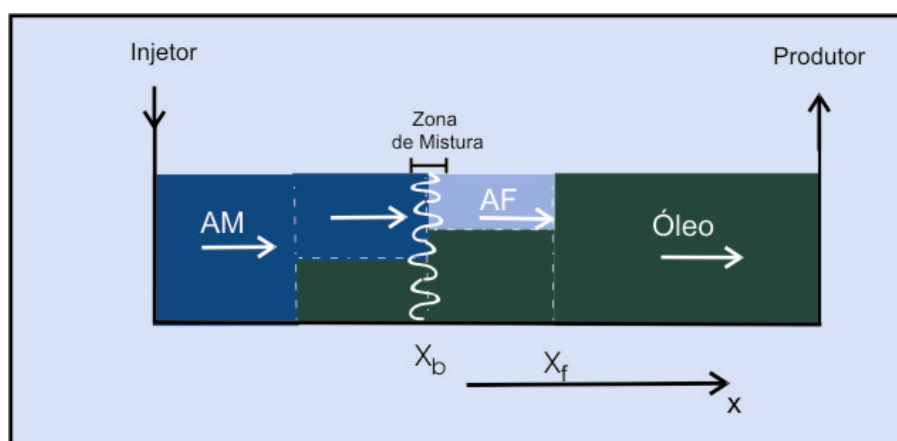


Figura 3: Mecanismo de mistura unidimensional para o caso heterogêneo¹⁴.

¹³ Figura baseada no *paper* "Mixing of Injected, Connate and Aquifer Brines in Waterflooding and Its Relevance to Oilfield Scaling", 2000, Sorbie e Mackay.

¹⁴ Idem.

Esta deposição, além de não causar nenhum dano significativo à formação (Bertero *et al.*, 1988), não se acumula devido ao contínuo deslocamento desta zona de mistura em direção ao poço produtor (Figura 4). A zona de mistura funciona como uma barreira ou um espaçador entre as águas conata e injetada, prevenindo futuras deposições. Este mecanismo é importante porque ocorre nos demais mecanismos de deslocamento e mistura.

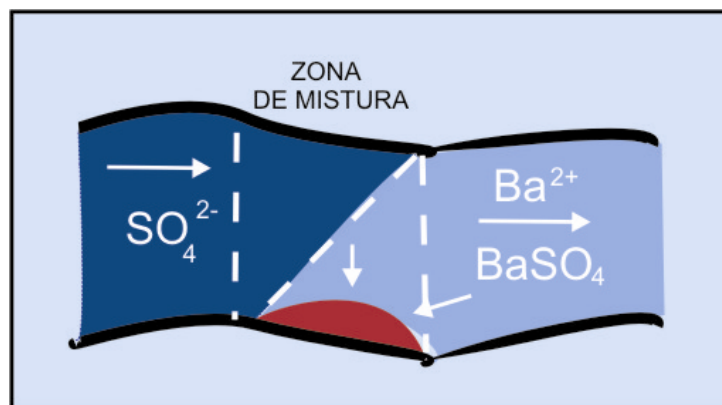


Figura 4: Modelo esquemático mostrando a precipitação do sulfato de bário em um canal de fluxo.

No caso de uma geometria 2D areal, haverá a formação de linhas de fluxo, partindo do poço injetor, com diferentes tempos de trânsito, e convergindo para o poço produtor. As linhas de fluxo mais velozes são aquelas que se deslocam pelo centro do reservatório e são responsáveis pelo *breakthrough* da água do mar injetada. Pelas extremidades do reservatório se deslocam as linhas de fluxo mais lentas, onde ainda haveria a produção de água da formação. Esta convergência de diferentes linhas de fluxo provocará a mistura das águas nas proximidades do poço produtor (Figura 5).

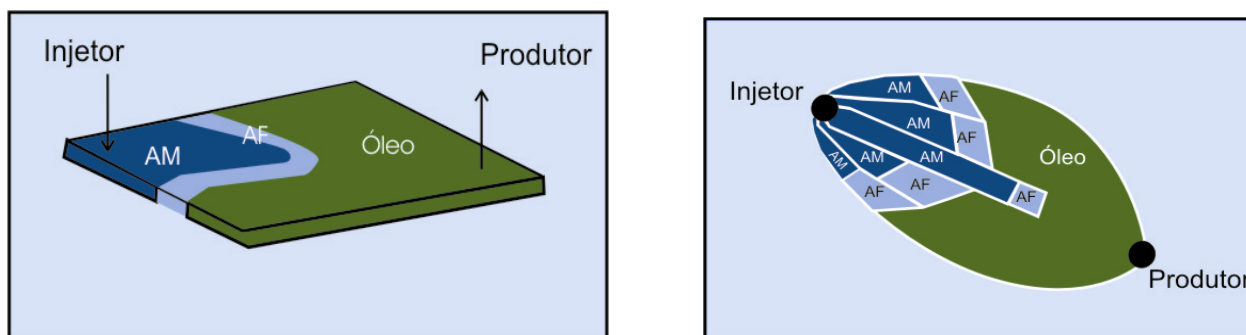


Figura 5: Mecanismo de mistura 2D areal heterogêneo¹⁵.

¹⁵ Figura baseada no *paper* "Mixing of Injected, Connate and Aquifer Brines in Waterflooding and Its Relevance to Oilfield Scaling", 2000, Sorbie e Mackay.

No caso de uma litologia que seja composta pela presença de heterogeneidades no plano vertical do reservatório, um outro tipo de mistura ocorrerá entre as diferentes águas, pois o *breakthrough* da água do mar ocorrerá, primeiramente, nas camadas mais permeáveis e a água da formação continuará chegando pelas camadas de mais baixa permeabilidade. Este tipo de mecanismo de mistura provocará, também, a mistura das águas nas proximidades do poço produtor (Figura 6).

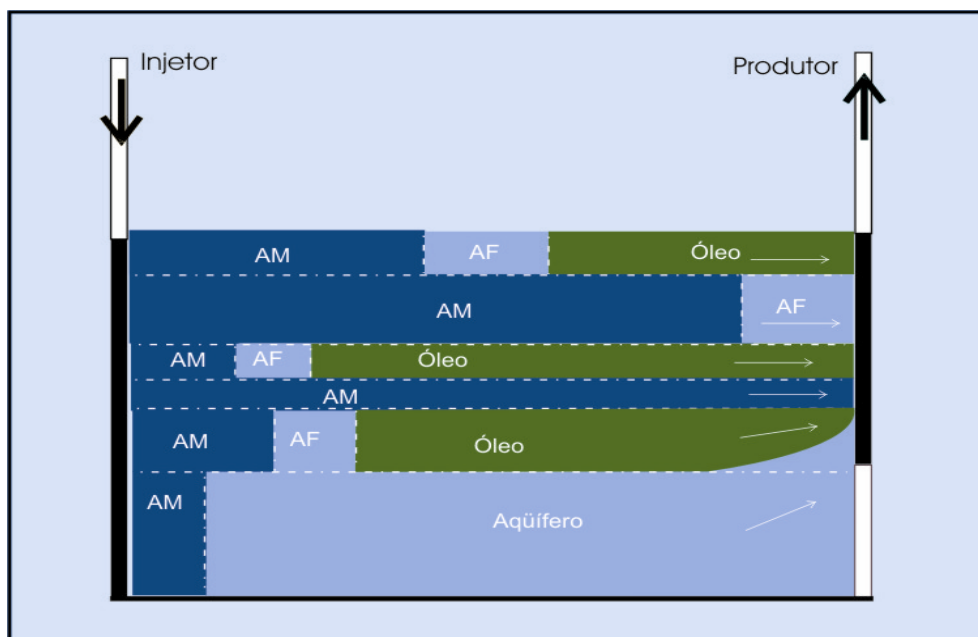


Figura 6: Mecanismo de mistura 2D vertical heterogêneo¹⁶.

A presença de um aquífero somente pode vir a complicar o problema, pois a água do mesmo poderá vir a ser produzida conjuntamente com a água de injeção, aumentando a mistura e a possibilidade de formação de incrustação.

No caso de um reservatório tridimensional e heterogêneo tem-se uma combinação de todos os mecanismos de misturas citados anteriormente.

Portanto, esta contínua chegada de águas incompatíveis entre si, aliada às altas velocidades de fluxo, provoca a formação e deposição das incrustações nas proximidades do poço produtor, podendo causar dano à formação.

Quanto maior a presença de heterogeneidades, estes mecanismos de mistura se tornam mais efetivos, aumentando os possíveis danos nas proximidades dos poços produtores.

¹⁶ Figura baseada no *paper* "Mixing of Injected, Connate and Aquifer Brines in Waterflooding and Its Relevance to Oilfield Scaling", 2000, Sorbie e Mackay.

Bedrikovetsky *et al.* (2001) propuseram um novo mecanismo de mistura dentro dos reservatórios de petróleo. O mecanismo leva em consideração a difusão do íon bário proveniente de camadas impermeáveis adjacentes para dentro do reservatório. Neste caso, poderá ocorrer acumulação do sal precipitado no reservatório, podendo causar dano à formação. Entretanto, estas camadas impermeáveis são paralelas à direção do fluxo de tal modo que a incrustação não cria uma barreira ao fluxo.

2.4.6. Características do sulfato de bário

Comparando as solubilidades das principais incrustações da indústria do petróleo, Tabela 2, pode-se perceber que o sulfato de bário é o mais insolúvel.

Tabela 2: Solubilidade das principais incrustações em água pura a 25°C.

Incrustação	mg/l
BaSO₄	2.3
CaCO₃	53
SrSO₄	114
CaSO₄	2000

O sulfato de bário se forma pela reação química que ocorre entre a água de injeção (rica em sulfatos) e a água da formação (rica em íons bário), segundo a fórmula (F.1).

Na sua forma mineral é denominado de barita.

Oliveira (1997), descreve com detalhes as principais características físicas e químicas do sulfato de bário.

Algumas de suas principais propriedades físicas são citadas, a seguir:

- ✓ forma cristalina: ortorrômbico;
- ✓ densidade específica (25°C): 4,50 g/cm³;
- ✓ solubilidade em água pura (25°C): 2,3 mg/l;
- ✓ P.F.: 1580 °C;
- ✓ K_{ps} (produto de solubilidade): 1,1024*10⁻¹⁰ m².

2.4.7. Tratamento de *squeeze*¹⁷ de inibidor de incrustação

Muitos estudos e trabalhos já foram realizados visando fornecer subsídios para a seleção do melhor método de tratamento de incrustações (Sorbie *et al.*, 1991; Sorbie *et al.*, 1994; Jordan *et al.*, 1996; Mackay e Sorbie, 1998; Menzies *et al.*, 1999, Poggesi *et al.*, 2001).

Podem-se classificar os métodos utilizados para tratamento de poços com incrustação em dois grupos:

✓ Métodos corretivos:

- remoção química;
- remoção mecânica.

✓ Métodos preventivos:

- injeção contínua de inibidores de incrustações, através do sistema de *gas lift* ou de uma linha capilar exclusiva;
- dessulfatação da água do mar;
- *squeeze* de inibidor de incrustação;
- areia de *gravel packing* impregnadas com inibidores;
- reinjeção de água produzida;
- injeção de água do aquífero.

A escolha de qual método será utilizado passa por uma análise econômica, relação custo *versus* benefício, que deve ser feita na fase de planejamento do desenvolvimento.

A tendência à utilização de plantas dessulfatadoras como método preventivo tem crescido a cada dia. Porém, o *squeeze* de inibidor de incrustação ainda é o método mais utilizado, e o sulfato de bário e estrôncio têm sido os principais alvos (Jordan *et al.*, 1994).

Uma descrição dos princípios fundamentais do tratamento de *squeeze* de inibidor de incrustações é descrito em Mackay (1999).

¹⁷ É considerada uma operação de *squeeze* qualquer tratamento que envolva a injeção de produtos químicos através dos poços.

Um *squeeze* de inibidor de incrustação consiste na injeção, sob pressão, de um inibidor (polímeros, fosfonatos, etc), em concentrações relativamente altas, dentro do reservatório, através dos poços produtores. Em seguida, é feito um repouso para a retenção deste inibidor no meio poroso. Esta retenção pode ocorrer através de dois mecanismos principais: adsorção nos grãos da rocha ou precipitação dentro do reservatório. Quando o poço é recolocado em produção, a água potencialmente incrustante dissolve gradualmente o inibidor que ficou retido no reservatório em uma concentração mínima necessária à prevenção da incrustação, ou seja, para que o tratamento seja bem sucedido, a concentração de inibidor que se dissolve junto com o fluxo de água precisa estar acima de uma concentração mínima efetiva de inibidor por um período de tempo o mais longo possível.

Este tratamento protege a região próxima dos poços produtores (cerca de quatro a seis metros) e os equipamentos de produção. A frequência deste tipo de tratamento é determinada pela concentração residual do inibidor na água produzida. A duração dos efeitos benéficos de um tratamento pode ir de semanas a meses dependendo de alguns fatores, citados por Jordan *et al.* (1996), tais como, quantidade de água produzida, do tipo de inibidor, da severidade dos problemas de incrustação, etc.

É fundamental que um planejamento seja feito visando à seleção de um inibidor de incrustação, que usualmente envolve testes laboratoriais para se avaliar a compatibilidade do inibidor com a rocha-reservatório e com os fluidos presentes, além de se avaliar a estabilidade térmica, a retenção do inibidor na formação, sua eficiência, etc (Mackay, 2001).

Os testes laboratoriais funcionam como uma pré-seleção dos inibidores. Porém, nenhum teste laboratorial irá reproduzir perfeitamente o processo real de um reservatório de petróleo. É somente através de resultados obtidos de tratamentos anteriores que se poderá fazer uma análise mais confiável, envolvendo o ajuste de histórico nos modelos de previsão disponíveis e, assim, avaliar a eficiência do *squeeze* e aumentar as probabilidades dos modelos fornecerem resultados mais acurados nas próximas previsões (Mackay, 1999).

Segundo Shuler e Jenkins (1989), uma operação completa de *squeeze* consiste das seguintes etapas:

- ✓ *preflush*: injeção de água para esfriar a formação e permitir que o inibidor de incrustação propriamente dito seja transportado para dentro do reservatório e não adsorva ou precipite nas proximidades do poço;
- ✓ injeção do inibidor de incrustação propriamente dito;
- ✓ *overflow*: injeção de água para empurrar o banco de inibidor de incrustação para dentro do reservatório, longe do poço produtor;
- ✓ fechamento do poço: período sem fluxo para permitir que, com o aquecimento do inibidor, ocorra a adsorção ou precipitação do mesmo no reservatório;
- ✓ recolocação do poço em produção: antes do poço retornar à sua produção original, haverá um período de limpeza, onde os fluidos injetados no tratamento serão produzidos.

Na literatura, existem muitos modelos que tratam da operação e tratamento de *squeeze* com o objetivo de otimizar a sua efetividade, aumentando o tempo de vida útil do tratamento e minimizando os custos (Collins *et al.*, 1997; Bourne *et al.*, 1999).

Os modelos mais recentes que tratam da avaliação de um tratamento de *squeeze* procuram um acoplamento com modelos de reservatório visando entender melhor o problema e projetar uma solução mais efetiva.

No trabalho de Mackay e Sorbie (1999) são apresentados exemplos dos diversos modelos existentes para tratamento de *squeeze* e, também, uma metodologia para ajudar na escolha do melhor modelo para tratamento de *squeeze*, de acordo com a complexidade do sistema considerado. Sendo apresentados alguns casos práticos que demonstram situações onde cada tipo específico de modelo pode ser aplicado.

Foram identificados cinco tipos principais de modelos, que vão desde um modelo de poço, monofásico e mais simples até um modelo mais complexo, usado em situações especiais, que é, na realidade, um simulador térmico de fluxo de fluidos acoplado com um modelo químico que leva em consideração as reações químicas.

Paulo *et al.* (2001) aplicaram a teoria desenvolvida por Sorbie e Mackay (2000) no reservatório de Alba (Mar do Norte) com o objetivo de identificar os

regimes de deposição de incrustação que estariam ocorrendo neste reservatório e estabelecer um diagnóstico de identificação dos poços que necessitariam de um tratamento convencional de incrustação e outros que necessitariam de uma atenção especial no tratamento.

Primeiramente, os poços do campo foram agrupados em três grupos de acordo com suas posições relativas em relação ao aquífero e aos poços injetores e, também, em relação ao comportamento do gráfico de concentração do íon bário *versus* BSW. Secundariamente, o comportamento de fluxo foi simulado através de um simulador de fluxo de reservatórios adaptado para se avaliar um pseudopotencial de incrustação, ou seja, um produto de concentrações dos íons que causam a incrustação, em cada célula de simulação. Esta adaptação não garante uma análise quantitativa da incrustação, mas identifica áreas onde existe um grande potencial de incrustação a cada instante de tempo.

Dentro da perspectiva de prevenção de incrustações, foram estabelecidas algumas recomendações com relação ao tratamento dos poços e, também, com relação ao posicionamento de novos poços a serem perfurados neste campo.

Mackay *et al.* (2002) apresentaram dados de produção de três campos de petróleo localizados no Mar do Norte que tinham, em comum, uma concentração baixa de bário na água produzida em alguns poços, indicando uma possível formação de sulfato de bário, porém, com um impacto muito pequeno na produtividade dos mesmos. Através de simulação de fluxo, foi mostrada a ocorrência de deposição *in situ*. Foi mostrada, também, uma metodologia, baseada na experiência profissional, que permite avaliar os riscos e os custos envolvidos devido aos problemas relacionados com a incrustação. A estratégia de se avaliar o potencial de incrustação na fase da concepção do projeto de desenvolvimento do campo é muito útil no caso de campos marginais ou de águas profundas, onde a identificação prévia dos problemas de incrustações e o estabelecimento de uma estratégia de prevenção pode ser crucial para a viabilidade econômica do projeto.

Em poços de águas profundas, a utilização freqüente da técnica de *squeeze* se torna inaplicável devido aos altos custos envolvidos. Neste caso, é importante a previsão do potencial de incrustação na fase de investimentos para se determinar a necessidade de técnicas como dessulfatação, injeção de água produzida, perfuração

de poços em locais que minimizem a incidência de incrustações, completações prevendo os problemas futuros de incrustações, etc.

3. Revisão Bibliográfica

Um modelo ideal de previsão de potencial de incrustações deveria levar em consideração, entre outros, os seguintes itens:

- ✓ termodinâmica: variações de pressão, temperatura, pH e de composições da água;
- ✓ cinética: as reações químicas que resultam na formação de incrustações podem não ser instantâneas, por isto, a importância da inclusão da cinética de precipitação que levará em consideração a velocidade de fluxo e o tempo de residência no reservatório e tubulações;
- ✓ hidrodinâmica;
- ✓ aderência e dissolução da incrustação;
- ✓ redução da permeabilidade do meio poroso;
- ✓ precipitação simultânea dos diversos tipos de incrustações (co-precipitação).

A previsão do potencial de incrustação deve ser feita para todo o período de produção do reservatório de petróleo. De preferência, esta previsão deve ser feita na fase inicial do projeto do campo, pois é nesta fase que os investimentos são feitos (CAPEX). É nesta fase que se decide, por exemplo, a compra de uma planta dessulfatadora para remover os íons sulfatos da água de injeção. Se decide, também, a estratégia de injeção de água, o esquema de completações dos poços, etc.

É preferível que os futuros problemas de incrustações sejam avaliados na fase de investimentos preventivamente, ao invés de uma maneira reativa, em que sejam deixados para ser tratados depois que ocorra o *breakthrough* da água (fase de operação), (Jordan *et al.*, 2001).

Mastin *et al.* (2003) efetuaram uma análise técnica e econômica da estratégia adotada no campo maduro de Dunbar (Mar do Norte) para combater os problemas de incrustação de sulfato de bário. Para simular o fenômeno que ocorre no reservatório, foi utilizado, primeiramente, um modelo físico-químico para caracterizar a mistura dos íons incrustantes e o potencial de incrustação. Depois, utilizou-se um

simulador de fluxo para ajustar o histórico de produção do campo. Não foram fornecidos muitos detalhes sobre este trabalho de simulação. Porém, como conclusão, foi citada a importância de se realizar um estudo deste tipo, na fase de concepção e implantação de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo sujeito a problemas de incrustações, para se poder avaliar qual a melhor estratégia a se adotar no combate desta incrustação. No caso do campo de Dunbar, a análise, tardia, mostrou que se na fase inicial de investimentos tivesse sido adotado o uso de uma planta de dessulfatação, o retorno econômico seria maior.

Pode-se, identificar dois tipos principais de modelos para a previsão do potencial de incrustação:

- ✓ modelos termodinâmicos: consideram os fatores termodinâmicos e as propriedades químicas das misturas para a determinação do estado de equilíbrio do sistema;
- ✓ modelos cinéticos: baseiam-se na determinação da taxa de reação química e sua dependência por vários fatores (temperatura, pressão, concentrações, etc).

A escolha de qual modelo será usado dependerá muito do grau de proximidade que o sistema se encontra do seu equilíbrio termodinâmico e da natureza e complexidade do sistema (Lopes, 2002).

Uma das maneiras de se avaliar a predominância termodinâmica ou cinética é através do número adimensional de Damköhler (N_{da}), que é uma relação entre a velocidade de reação e a velocidade de fluxo. (Mackay, 2002).

Um alto valor de N_{da} corresponde a velocidades de fluxo pequenas, sendo o caso que ocorre *in situ* no reservatório, onde se pode até atingir o equilíbrio local. Neste caso, um modelo termodinâmico é mais apropriado.

Enquanto que um baixo valor de N_{da} pode ocorrer nas proximidades dos poços produtores, devido às altas velocidades de fluxo, que crescem numa proporção maior do que a velocidade de reação. Neste caso, o equilíbrio pode não ser alcançado e um modelo cinético seria mais apropriado.

Os dois modelos serão descritos a seguir.

3.1. Modelos termodinâmicos

Na avaliação do potencial de precipitação utilizando modelos termodinâmicos devem ser considerados os seguintes parâmetros:

- ✓ I.S.(índice de saturação);
- ✓ massa de precipitação.

O **índice de saturação** de um composto em uma solução aquosa reflete o grau de saturação deste composto na solução, ou seja, é a diferença da quantidade do composto dissolvido na solução e a quantidade que estaria presente no equilíbrio termodinâmico.

O índice de saturação mede, portanto, a tendência à formação do precipitado e pode ser calculado da seguinte forma:

$$IS = \frac{IAP}{K_{SP}}, \quad (2.5)$$

onde

- ✓ IAP é o produto das concentrações ou atividades iônicas dos íons formadores do precipitado em questão;
- ✓ K_{SP} é a constante do produto de solubilidade, nas condições da reação.

As seguintes situações são possíveis:

- ✓ se $IS > 1$, a solução é supersaturada e poderá ocorrer precipitação;
- ✓ se $IS = 1$, a solução é saturada, ou seja, está em equilíbrio e, neste caso, não ocorrerá precipitação;
- ✓ se $IS < 1$, a solução é sub-saturada e poderá ocorrer dissolução.

O índice de saturação é afetado pelas variações de temperatura, pressão, pH e composição da água que ocorrem ao longo do processo de produção.

O máximo índice de saturação na mistura das águas corresponde ao ponto onde as precipitações deverão ocorrer com maior gravidade para o reservatório. É a condição mais crítica para a precipitação, mas que nem sempre corresponde à maior massa que poderá precipitar.

Na utilização do modelo termodinâmico para a previsão do potencial de incrustação, o índice de saturação e a massa a precipitar devem ser obtidos em função de diferentes razões de mistura entre a água da formação e a água do mar injetada. Ou seja, devem ser calculados ao longo de toda a vida produtiva do reservatório em estudo.

A obtenção destes parâmetros não é uma condição suficiente para se obter uma boa previsão do potencial de incrustação. Comparações devem ser feitas com parâmetros de reservatórios de comportamentos conhecidos, nas mesmas condições de pressão e temperatura, para que se possam efetuar ajustes nas previsões.

Esta razão de mistura muda com o tempo devido a uma proporção cada vez maior de água injetada. Sendo assim, o potencial de incrustação também muda, podendo haver pontos em que não será mais provável a formação da incrustação, como é o caso de altos valores de razão de mistura (Jordan *et al.*, 2001).

Yuan e Todd (1991) apresentaram um modelo termodinâmico de previsão de incrustação de sulfato de bário, sulfato de estrôncio e sulfato de cálcio como resultado da incompatibilidade das águas e dos efeitos de pressão e temperatura. Este modelo teve como inovação um método iterativo para o cálculo da precipitação simultânea de mais de um sulfato-mineral, levando em consideração o efeito que a formação de uma primeira incrustação possa ter na formação da próxima incrustação, uma vez que há uma competição dos ânions de sulfato entre os vários cátions presentes na água da formação. Este trabalho teve uma abordagem somente termodinâmica, não sendo levado em consideração a cinética de reação química e a hidrodinâmica dos fluidos.

Bezerra *et al.* (2002) avaliaram, através de modelos termodinâmicos, o potencial de precipitação, no reservatório e no *riser*¹⁸ de produção, em campos de águas profundas da Bacia de Campos. Através de resultados laboratoriais e dados de campo, que mostraram boa concordância entre si, foi concluído que a avaliação da formação de *scale* durante a produção dos campos de petróleo deve levar em consideração não somente as condições de equilíbrio (através de modelos termodinâmicos), mas, também, a cinética de precipitação (vazões de precipitação e tempo de residência da água nos sistemas estudados).

¹⁸ Tubulação.

Segundo Lopes (2003), a modelagem do processo de injeção de água do mar em um reservatório e a conseqüente precipitação de sais insolúveis é mais precisa caso se utilize uma abordagem cinética.

Portanto, o modelo termodinâmico não foi considerado nesta tese pelo fato do mesmo não levar em consideração a cinética das reações e não representar bem o processo de injeção de água em um reservatório.

“Uma reação pode ser extremamente favorável sob o ponto de vista termodinâmico e nunca vir a ocorrer por razões puramente cinéticas, por não se alcançar a energia de ativação”.

3.2. Modelos cinéticos

Araque-Martinez e Lake (1999) afirmam que devido às altas velocidades de fluxo nas proximidades dos poços, é razoável assumir uma condição de “não equilíbrio local”, ou seja, uma predominância dos efeitos da cinética química.

A cinética química possui como objeto o estudo quantitativo das taxas de reação química e sua dependência por vários fatores (concentração, pressão, temperatura, etc). Esta taxa ou velocidade de reação pode ser expressa em termos da concentração de qualquer reagente ou produto da reação.

Na literatura existem diversos trabalhos que tratam desta cinética, não havendo, ainda, um consenso de qual seria a melhor equação para descrever a taxa de crescimento do cristal.

De acordo com Rocha, *apud* Christy e Putnis (2001), a cinética de precipitação do sulfato de bário não é, ainda, bem definida devido ao grande número de parâmetros físicos que influenciam na determinação desta taxa.

Nancollas e Liu (1975) investigaram, através de dados laboratoriais, uma cinética de segunda ordem, tanto para o crescimento quanto para a dissolução do sulfato de bário, independente da dinâmica do fluido. Estes resultados têm um amplo uso na modelagem envolvendo incrustações.

Wat *et al.* (1992) apresentaram resultados de testes laboratoriais efetuados em reatores e em *sandpacks*¹⁹ objetivando determinar a cinética de formação do

¹⁹ Areia não agregada e compactada.

sulfato de bário. Foi obtida uma cinética de segunda ordem para os casos de nucleação provocada por barita adicionada. Nos casos de nucleação heterogênea, esta cinética não é válida.

Bedrikovetsky *et al.* (2003a) apresentam uma nova metodologia para a determinação, em laboratório, da constante da taxa de reação química (K_a) levando em consideração os efeitos do meio poroso. Foi estabelecida uma seqüência de testes laboratoriais para a determinação desta constante:

- ✓ deslocamento da água (sem os íons bário) no meio poroso por uma outra água com traçadores sem que haja reação química entre as mesmas para se determinar o coeficiente de dispersão em função da velocidade de fluxo;
- ✓ injeção simultânea, em diferentes velocidades, de água rica em íons bário e outra água rica em sulfato para se determinar a constante da taxa de reação química em função da velocidade de fluxo. Este teste é denominado de teste em regime permanente (*steady state*);
- ✓ deslocamento da água no meio poroso, rica em íons bário, por uma outra água rica em sulfato, permitindo comparar e validar os resultados desta experiência com os dados da modelagem matemática baseados no teste anterior. Este teste atual é denominado de teste transiente.

Um modelo semi-analítico e numérico foi desenvolvido para tratar os dados laboratoriais para o fluxo unidimensional da água injetada no meio poroso levando em consideração o efeito da dispersão e da reação química entre o bário (água da formação) e o sulfato (água do mar).

Neste modelo, a reação química foi representada pela “lei das massas ativas” que é uma cinética de primeira ordem, onde é assumido que a taxa de reação química é diretamente proporcional às concentrações de bário (c_{Ba}) e de sulfato (c_{SO_4}), sendo a constante de proporcionalidade denominada de constante da taxa de reação química (K_a). Isto representa uma grande simplificação do processo real de reação, que, além de ser não-linear, a constante de reação química pode ser função da pressão, da temperatura e das concentrações de bário e de sulfato.

O principal resultado deste trabalho de Bedrikovetsky *et al.* foi a obtenção da proporcionalidade entre a constante da taxa de reação química e a velocidade de fluxo no *range* de velocidades estudadas:

$$K_a = \lambda U \quad (2.6)$$

Lopes *et al.* (2002) apresentaram uma tabela resumida e ilustrativa de algumas taxas de crescimento do cristal aplicadas tanto para o sulfato de bário quanto para outros minerais (Tabela 3).

Pode-se notar, nesta tabela, modelos de segunda ordem, quarta ordem, exponenciais, etc.

Nesta tese, será considerada, também, a “lei das massas ativas” para representar a taxa de reação química ou a taxa de deposição do sal.

Tabela 3: Taxas de crescimento de cristal de uso comum para o sulfato de bário e outros minerais.

Referência	Equação	Condições/Comentários
Nielsen, 1959	$q = 630 c_{Ba}^4 \text{ (m}\mu\text{/s)}$ $K_a = 6,1 \cdot 10^{17} \frac{\text{mol}}{\text{cm}^2 \text{ s}} \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{mol}} \right)^4$	Misturas equimolares. Válido para $c_{Ba} < 0,3\text{mM}$, onde a etapa determinante é a adsorção na superfície
Nancollas e Liu, 1975	$q = K_a A_s (c_{Ba} - c_{Ba}^{eq})^2$ $K_a A_s : 0,150 - 1,480 \text{ (M min)}^{-1}$ $A_s : 0,138 - 0,430 \text{ (m}^2 \text{ L}^{-1}\text{)}$	Misturas equimolares, precipitação iniciada por adição de sementes. $c_{Ba}^0 = 7,02 \cdot 10^{-5} \text{ M}$
Gardner e Nancollas, 1983	$q = K_a A_s (c_{Ba} - c_{Ba}^{eq})^2$ $K_a(105^\circ\text{C}) = 6,33 \cdot 10^4 \text{ L}^2 \text{ mol}^{-1} \text{ min}^{-1} \text{ m}^{-2}$	Fornece a concentração de sementes, ao contrário do valor de A_s
Goulding, 1987	$q = K_a A_s \left(\frac{c_{Ba}}{c_{Ba}^{eq}} - 1 \right)^2$ $K_a A_s \sim 1,6 \cdot 10^6 \text{ (M s)}^{-1}$	Afirma nucleação heterogênea praticamente instantânea em ambiente de reservatório. Injeção simultânea de soluções incompatíveis
Steeffel e Cappellen, 1990	$q = K_a A_s \left(\left(\frac{a_{Ba} a_{SO_4}}{K_{sp}} \right)^m - 1 \right)^n \quad m, n > 0$	Lista valores de m e n para alguns minerais.
Christy e Putnis, 1992	$q = (162 \pm 65) A_s (c_{Ba} - c_{Ba}^{eq})^2$	Misturas equimolares. Observa que em altas supersaturações a ordem da reação pode ser maior.
Stumm, 1992	$q = K_a \left(\left(\frac{a_{Ba} a_{SO_4}}{K_{sp}} \right)^{\frac{1}{2}} - 1 \right)^2$	Equação geral, onde o expoente 2 é o mais comumente encontrado, e q é o crescimento linear.
Wat <i>et al.</i> , 1992	$q = K_a (c_{Ba} - c_{Ba}^{eq})^2$ $K_a = 1,26 \cdot 10^2 \text{ (Mmin)}^{-1}$	Misturas equimolares $c_{Ba}^0 = 6 \cdot 10^{-5} \text{ M}$
Bethke, 1996	$q = K_a A_s \left(\frac{a_{Ba} a_{SO_4}}{K_{sp}} - 1 \right)$	Equação geral simplificada, desconsiderando inibição ou catálise.
Aoun <i>et al.</i> , 1998	$q = (2,5 \pm 0,5) 10^{-7} (\sqrt{c_{Ba} c_{SO_4}} - \sqrt{K_{sp}})^{2,1 \pm 0,1}$	Misturas equimolares. Medição simultânea da nucleação e crescimento de cristal. $c_{Ba}^0 : 0,375 - 1\text{mM}$
Araque-Martinez e Lake, 1999	$q = K_a A_s (a_{Ba} a_{SO_4} - K_{sp})$	Utiliza áreas diferentes para dissolução e precipitação.
Azaroual <i>et al.</i> , 2001	$q = K_a A_s \left(\frac{a_{Ba} a_{SO_4}}{\alpha K_{sp}} - 1 \right)$ $\alpha - \text{coeficiente. de saturação. crítica.}$ $K_a : 10^{-11} (600\text{m}) - 10^{-10} (3700\text{m}) \frac{\text{mol}}{\text{skg}_{H_2O}}$	O fator A_s engloba a área total (S) multiplicada pela fração desta área efetivamente reativa. A taxa ainda considera efeito de pH.
Rocha <i>et al.</i> , 2001	$q = 5,3 \cdot 10^{-6} \exp \left(0,011 \left(\frac{a_{Ba} a_{SO_4}}{K_{sp}} - 1 \right) \right)$	A área de precipitação A_s foi obtida por ajuste de dados experimentais, já estando incluída na expressão.

Os coeficientes A_s e K_a representam respectivamente a área de precipitação e a constante reacional

3.3. Modelos matemáticos e de simulação de fluxo em reservatórios

A modelagem matemática para o fluxo de fluidos no meio poroso acompanhada da reação química e precipitação do *scale*, consiste na equação de balanço de massas aplicada para cada íon (bário e sulfato) com um termo “sumidouro”, que é a taxa de reação química, outra equação de balanço de massas para o sal precipitante com um termo “fonte”, mais a equação de Darcy modificada para descrever a redução da permeabilidade do meio poroso em função da deposição do *scale*. Esta modificação da equação de Darcy consiste na introdução do termo função dano de formação, $k(\sigma)$. Para maiores detalhes, ver seção 4.2 e Apêndice A.

Recentemente, a previsão de incrustações tem sido feita utilizando os recursos de um simulador de fluxo em reservatórios, que incorpora toda a descrição geológica do reservatório e que permite entender melhor o problema e obter uma melhor solução.

O uso destes simuladores de fluxo em reservatório se tornou muito importante para se poderem simular, principalmente, situações mais complexas, onde se tem poço horizontal, multilateral, interfluxo entre zonas (*cross-flow*), etc.

Um modelo ideal para estas previsões deve levar em consideração o fluxo de fluidos no meio poroso acoplado com um modelo de reação química.

A modelagem do fluxo de fluidos levando em consideração as reações químicas que provocam a formação e a precipitação de compostos insolúveis foi estudada por diversos autores (Mackay e Sorbie, 1999; Rocha *et al.*, 2001; Mackay, 2002). Muitos destes trabalhos assumem a hipótese de equilíbrio termodinâmico (Bertero *et al.*, 1988) e outros assumem o equilíbrio parcial (Araque-Martinez e Lake, 1999). Porém, as reações químicas que ocorrem no meio poroso, próximo aos poços produtores, são, geralmente, controladas pela cinética de reação química, sendo situações que estão longe do equilíbrio termodinâmico.

Mackay (2003) cita três limitações no uso de um modelo de fluxo:

- ✓ dispersão numérica;
- ✓ determinação da taxa de precipitação química;

- ✓ determinação da perda de permeabilidade em função da precipitação no meio poroso.

A taxa de reação química é difícil de ser determinada, assim como o efeito que a precipitação da incrustação causa na redução da permeabilidade. Ambos são obtidos por meio de testes laboratoriais em plugues, que podem não representar adequadamente a situação encontrada nos reservatórios de petróleo.

Uma alternativa a ser utilizada é através de análises de sensibilidade realizadas nos modelos de simulação, onde se procura ajustar o histórico de produção do reservatório.

Quando os simuladores de fluxo são utilizados para modelar o deslocamento e a mistura das águas dentro do reservatório, deve-se tomar atenção especial ao efeito da dispersão numérica.

A maioria dos simuladores utiliza o método matemático das diferenças finitas para resolver as equações do problema e este método introduz um erro numérico de truncamento denominado de dispersão numérica devido às aproximações que são feitas na discretização do problema (Sorbie e Mackay *apud* Peaceman, 2000). Esta dispersão pode introduzir algumas distorções nos processos de simulações e tende a fornecer um resultado em que aparentemente existe mais mistura do que o real (Paulo *et al.*, 2001).

Este erro numérico possui uma natureza dispersiva, apesar de ser um fenômeno não físico (Lantz, 1969). Sorbie e Mackay (2000), utilizaram esta dispersão matemática para representar o nível real de mistura entre as águas no reservatório. Para isto, foram igualadas a dispersão numérica e a física, sendo a dispersão numérica obtida do trabalho de Lantz (1969) que apresenta a seguinte equação no caso de discretização de um ponto à montante (*one-point upstream*):

$$D_{num} = \left(\frac{\Delta x}{2} - \frac{U\Delta t}{2} \right) U. \quad (2.7)$$

Foi obtida a seguinte relação, quando se adotam *time-steps* (Δt) bem pequenos:

$$\Delta x = 2 * \alpha_t, \quad (2.8)$$

onde, Δx representa o tamanho do bloco de simulação, ou seja, o tamanho do bloco deverá ser aproximadamente duas vezes o nível de dispersividade do reservatório (α_l).

E como os valores de dispersividade são pequenos, isto implicará em tamanhos de blocos também pequenos, o que acarretará um esforço computacional muito grande. Pode-se minimizar este problema através do refinamento da malha de simulação nos locais onde se espera que ocorra a mistura entre a água de injeção e da água da formação (Sorbie e Mackay, 2000).

No caso de simuladores de linhas de fluxo, que têm tido o seu uso difundido recentemente, o problema da dispersão numérica é bastante reduzido (Datta-Gupta, 2000 e Mackay, 2003).

A previsão do potencial de incrustações utilizando modelos de simulação de fluxo em reservatórios ou apenas modelos matemáticos que levem em consideração o fluxo dos fluidos já foi realizada por diversos autores:

Bertero *et al.* (1988) propuseram o acoplamento de um modelo termodinâmico com um modelo de simulação de fluxo de reservatório para modelagem da mistura *in situ* de águas com diferentes composições químicas e conseqüente formação e deposição de *scale*. Este modelo permite calcular a evolução, no tempo, da quantidade de *scale* formada em qualquer ponto do reservatório e ainda calcular o efeito que esta acumulação causa na redução de permeabilidade do meio poroso. Foi dada muita atenção no desenvolvimento do modelo e poucos resultados foram apresentados. Um resultado importante deste trabalho foi a demonstração, através de um caso prático, que a quantidade precipitada de *scale* dentro do reservatório é muito pequena quando comparada com o volume poroso (aproximadamente 0,16%), ou seja, a precipitação e deposição de *scale* dentro do reservatório não conduz a dano de formação ou a declínio de produtividade significativos.

Araque-Martinez e Lake (1999) desenvolveram um modelo matemático, desprezando os efeitos dispersivos, para caracterizar as variações geoquímicas que ocorrem no meio poroso quando submetido a um fluxo de fluidos com reações químicas cineticamente controladas. Assumiu-se, portanto, a hipótese de “não equilíbrio local”. Foi desenvolvido um método prático e preciso para a resolução do problema baseado no método das características (MOC). O modelo foi testado e comparado com os resultados de um simulador geoquímico e com dados

experimentais e mostrou boa concordância, com a vantagem de ter sido muito mais rápido computacionalmente.

Mackay e Sorbie (2000) aplicaram no reservatório de Alba (Mar do Norte) a teoria dos principais mecanismos de misturas entre as diversas águas para demonstrar o impacto que um aquífero pode ter na mistura das águas *in situ* no reservatório.

Através de um simulador de fluxo de fluidos em reservatórios, foi mostrado que, quando a água é injetada em um aquífero, a mistura das águas ocorre, na sua maioria, dentro do próprio aquífero, causando um efeito que, na realidade, pode ser considerado benéfico, pois o potencial de incrustação passa a ser menor nas proximidades dos poços produtores em função da perda dos cátions dentro do aquífero. A única evidência de campo que suporta este estudo é a de que, apesar da medição da concentração dos cátions no poço produtor indicar um nível baixo, não há queda na produtividade do poço. Esta precipitação no aquífero causa apenas uma insignificante redução da permeabilidade local.

Rocha *et al.* (2001) desenvolveram um modelo matemático de precipitação de sais no reservatório, próximo do poço injetor, devido à reinjeção de água produzida. Este modelo leva em consideração um acoplamento entre o fluxo de fluidos, o transporte e a reação de íons e a resposta mecânica da rocha, podendo ser considerado um modelo químico-hidro-mecânico. Foram apresentadas as equações básicas de formulação do problema onde foram considerados os efeitos da deformação da rocha, da adsorção do íon na rocha, da difusão e dispersão. O modelo desenvolvido utilizou a cinética química. A solução, obtida através do método de elementos finitos, foi comparada com os resultados de um teste experimental efetuada em um *sandpack* e mostrou muito boa concordância. O modelo desenvolvido se mostrou uma ferramenta muito útil para se tomar decisões com relação a operações de *squeeze*.

Como recomendação deste trabalho, foi citada a necessidade de se entender melhor a cinética de reação química no meio poroso com o objetivo de se estabelecer uma taxa de reação para o reservatório e incluir os efeitos da precipitação na redução da permeabilidade do meio poroso.

Mackay (2003) investigou, utilizando um simulador de fluxo e reação, o impacto que a precipitação de *scale* (barita) dentro do reservatório causa na

concentração de íons produzidos. Foi utilizado um reservatório hipotético com apenas um poço injetor e um produtor. Foram estudados os diversos mecanismos de mistura entre as águas dentro do reservatório: 1D, 2D areal, 2D vertical e 3D. Neste último caso, foram considerados os impactos que algumas variáveis podem ter na precipitação de *scale*. Dentre as variáveis estudadas estão: a orientação e posição dos poços, a presença ou não de um aquífero, diferentes taxas de reação, o efeito da prevenção ou não do *scale* e o interfluxo entre zonas (*crossflow*).

Através do trabalho de Sorbie e Mackay (2000), pode-se considerar o problema de incrustação de sulfato de bário no reservatório através de dois modelos principais: um modelo *in situ* onde haverá a reação química entre as águas incompatíveis formando o sulfato de bário, porém sem causar nenhum dano à formação devido à não acumulação desta incrustação. Outro modelo que enfoca as proximidades do poço produtor, onde, neste caso, haverá a acumulação e a ocorrência do dano à formação.

Este segundo modelo foi desenvolvido por Bedrikovetsky *et al.* (2003b) onde através de um modelo matemático para o fluxo de fluidos no reservatório, no estado permanente, foi apresentada uma solução analítica para o problema permitindo calcular a distribuição da concentração do *scale* e seus efeitos na redução da permeabilidade.

O principal resultado deste trabalho foi a confirmação da proporcionalidade entre o inverso do índice de injetividade (impedância) e o tempo.

A presente tese enfocará o primeiro modelo, ou seja, a formação do sulfato de bário *in situ* no reservatório. Neste caso, não será considerada a ocorrência do dano à formação. Haverá apenas o consumo dos íons de bário e de sulfato das águas de formação e de injeção que ao chegarem próximo dos poços produtores estarão depletadas destes íons.

Em uma etapa final, a ser implementada, haverá o acoplamento do modelo de poço ao modelo de reservatório, aqui proposto, consistindo um modelo final inovador, que terá grande utilidade para os estudos de precipitação de sulfato de bário em reservatórios de petróleo.

Woods e Harker (2003) desenvolveram um modelo matemático para descrever como ocorre a mistura entre a água de formação e a água do mar injetada no meio poroso, incluindo o efeito dispersivo que ocorre na interface entre os dois

fluidos que conduz à precipitação de incrustação. O modelo é baseado na equação de conservação de massas do bário e do sulfato e na “lei das massas ativas”. O mesmo é resolvido numericamente e comparado com um modelo assintótico desenvolvido, mostrando boa coerência.

4. Metodologia

Esta tese tratou do desenvolvimento de dois modelos necessários para descrever o processo de incrustação de sulfato de bário no reservatório.

Primeiramente, foi desenvolvido um modelo matemático semi-analítico, unidimensional, para o cálculo das concentrações de bário e de sulfato ao longo do reservatório. Neste modelo foram utilizadas as equações de balanço de massa, equação de Darcy modificada e uma equação para a cinética de reação química.

Este modelo é válido para o caso unidimensional. Para que fosse possível a sua aplicação em um reservatório tridimensional, foi desenvolvido um segundo modelo simplificado de linhas de fluxo, onde um reservatório tridimensional pôde ser representado por um conjunto de canais de fluxo em que, ao longo de cada um destes canais, pôde-se aplicar o modelo unidimensional desenvolvido e, ao final, ser somado as contribuições individuais de cada um destes canais.

Estes dois modelos, que serão mais detalhados nas seções 4.2 e 4.3, foram aplicados a um reservatório real de petróleo que, devido ao processo de injeção de água do mar, apresenta diversos problemas de incrustação de sulfato de bário.

4.1. Hipóteses simplificadoras

Nesta seção serão apresentadas as principais hipóteses assumidas para o desenvolvimento destes dois modelos.

No caso do modelo unidimensional semi-analítico que descreve o processo de precipitação do sulfato de bário, temos as seguintes hipóteses simplificadoras:

- ✓ a modelagem leva em consideração somente a precipitação do sulfato de bário, causando o dano à formação;
- ✓ a reação química que ocorre quando da mistura das águas incompatíveis entre si é assumida como sendo irreversível, ou seja, uma vez ocorrida a formação do sulfato de bário, ele não se dilui novamente;

- ✓ assume-se uma condição de “não equilíbrio termodinâmico”, sendo utilizada a cinética de reação química no equacionamento do problema;
- ✓ assume-se que a constante de reação química (K_a) não varia com a pressão, temperatura e concentração e a mesma é proporcional à velocidade de fluxo, conforme equação 2.6;
- ✓ os coeficientes de dispersão são constantes e iguais para o bário e para o sulfato ($D_{Ba} = D_{SO_4}$), e são dados pela equação 2.3;
- ✓ a reação química ocorre entre um mol de bário e um mol de sulfato produz um mol de sulfato de bário;
- ✓ a função dano à formação é considerada igual a um, uma vez que este trabalho trata da precipitação *in situ* no reservatório;
- ✓ a reação química ocorre na região atrás da frente de deslocamento, onde a saturação de água pode ser assumida como sendo constante e igual à saturação média de água (S^*) obtida pelo método de Welge (1952). Explica-se, a seguir, esta última hipótese:

No processo de deslocamento do óleo pela água injetada, observa-se a formação de duas frentes de deslocamento: a frente de saturação e a frente de concentração. A Figura 7 mostra a curva de fluxo fracionário para o deslocamento do óleo pela água e a determinação gráfica das velocidades de deslocamento da frente de saturação (D) e da frente de concentração (D_c), ambas são tangentes à curva de fluxo fracionário: a primeira passando pela saturação de água conata (S_{wc}) e a segunda passando pela origem. Neste caso, está sendo considerado que a água injetada possui uma certa concentração de um traçador inerte.

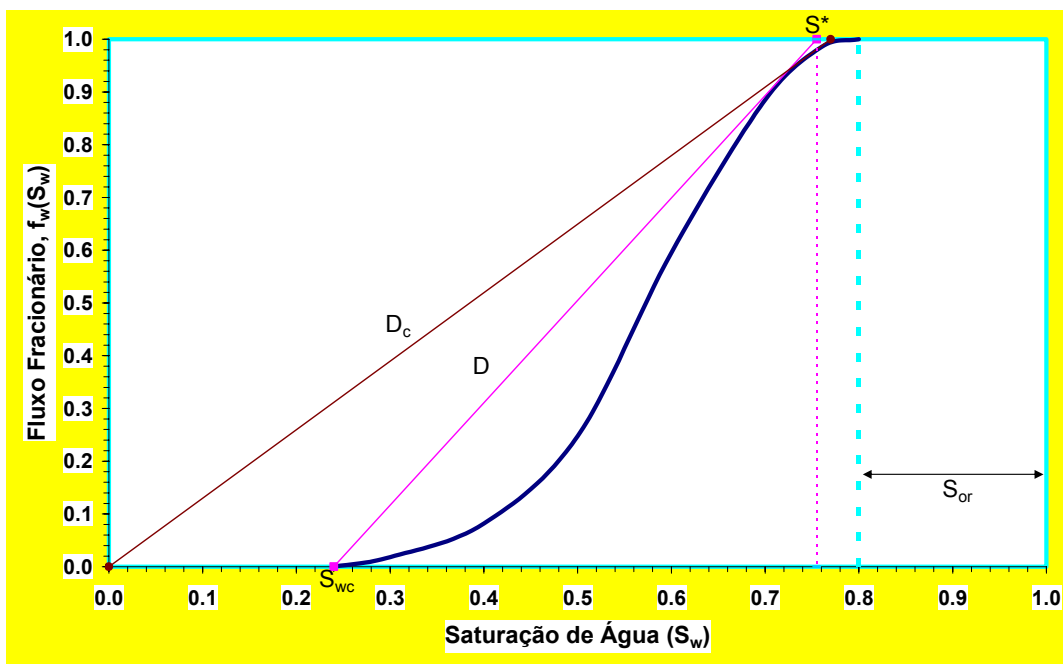


Figura 7: Curva de fluxo fracionário para o deslocamento do óleo pela água e a determinação gráfica das velocidades das frentes de saturação e de concentração.

Portanto, através do método de Welge, (Apêndice C), pode-se mostrar que a frente de saturação se desloca numa velocidade maior do que a frente de concentração, e isto se deve ao fato da presença de água conata no reservatório, pois assim haverá a dissolução do traçador presente na água de injeção para a água da formação, provocando o seu atraso no deslocamento.

A Figura 8 mostra o perfil de saturação e de concentração do traçador, conforme obtido de solução analítica.

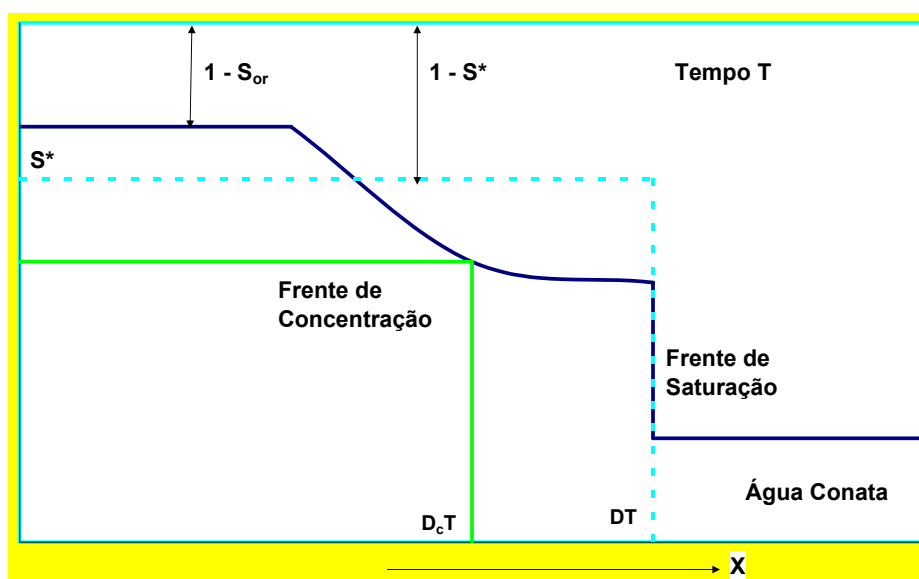


Figura 8: Esquema mostrando o perfil de saturação e de concentração durante um processo de injeção de água.

A **Figura 9** apresenta um esquema mostrando a formação de dois bancos de fluidos: um banco de água conata e outro de banco de óleo.

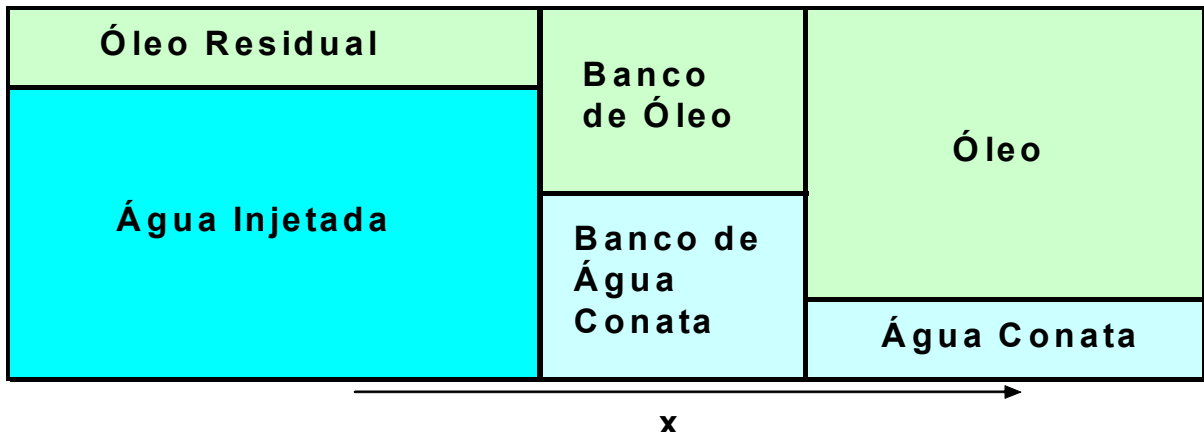


Figura 9: Esquema mostrando os bancos de água conata e de óleo formados durante um processo de injeção de água.

Devido às heterogeneidades do reservatório, haverá o mecanismo da dispersão e a formação da zona de mistura, sendo nesta zona de mistura onde ocorre a formação e precipitação do sulfato de bário. É assumido que esta zona se desloca junto com a frente de concentração e com a mesma velocidade (D_c) do traçador.

Como as velocidades das frentes de saturação e de concentração são constantes, a distância entre elas cresce com o tempo e a zona de mistura sempre ocorrerá atrás da frente de saturação. Por causa disto, está sendo assumido que a saturação na zona de mistura é igual à saturação média (S^*) atrás da frente de saturação, e esta saturação é obtida pelo método gráfico de Welge (Figura 7).

No caso do segundo modelo desenvolvido, que foi o modelo simplificado de linhas de fluxo, assumem-se as seguintes hipóteses simplificadoras:

- ✓ a área da seção transversal de cada canal de fluxo é constante;
- ✓ não há transferência de massa entre tubos de fluxo adjacentes;
- ✓ a configuração espacial dos tubos de fluxo não se altera com o tempo.

4.2. Modelagem Semi-Analítica do Processo de Incrustação de Sulfato de Bário

O modelo matemático que descreve a formação de incrustações de sulfato de bário é baseado na equação de conservação da massa aplicada para ambas as

espécies químicas (bário e sulfato), levando em consideração não somente os efeitos convectivos, mas, também, os efeitos dispersivos e de reação química.

O sistema (3.1)-(3.5) é o caso mais geral que descreve as equações de fluxo no meio poroso com a formação de incrustações de sulfato de bário.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\phi S_w c_{Ba})}{\partial t} + \vec{\nabla} \circ (U_w c_{Ba}) = \vec{\nabla} \circ (D_{Ba} \vec{\nabla} c_{Ba}) - q \end{array} \right. \quad (3.1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\phi S_w c_{SO_4})}{\partial t} + \vec{\nabla} \circ (U_w c_{SO_4}) = \vec{\nabla} \circ (D_{SO_4} \vec{\nabla} c_{SO_4}) - q \end{array} \right. \quad (3.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\phi \sigma)}{\partial t} = q \end{array} \right. \quad (3.3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} q = K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (3.4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} U_w = -\frac{k_0(z)k(\sigma)}{\mu_w} \vec{\nabla} \circ p. \end{array} \right. \quad (3.5)$$

A equação (3.3) representa a reação química que ocorre entre as duas águas e está representada pela “lei das massas ativas” que é uma cinética de primeira ordem, ou seja, é a forma mais simples de equacionar o problema, tendo por objetivo a simplificação dos cálculos para a obtenção de resultados quantitativos.

Na “lei das massas ativas”, a taxa de reação química é diretamente proporcional à concentração das duas espécies químicas envolvidas. Esta constante de proporcionalidade (K_a), chamada de constante de reação química pode depender de parâmetros como pressão, temperatura e concentração das duas espécies, mas neste trabalho, por hipótese assumida, a mesma não varia com estes parâmetros. Sendo assim, a taxa de reação química pode ser representada pela seguinte equação:

$$q = \frac{\partial(\phi \sigma)}{\partial t} = K_a c_{Ba} c_{SO_4}. \quad (3.6)$$

Foi utilizada a proporcionalidade desta constante em relação à velocidade de fluxo, conforme equação 2.6, obtida por Bedrikovetsky *et al.* (2003a).

Ao longo de cada canal de fluxo, o deslocamento é unidimensional e o sistema (3.7)-(3.10) apresenta as equações de reação-convecção-dispersão que descrevem o fluxo reativo ao longo de cada canal de fluxo no meio poroso.

É um sistema de quatro equações e quatro incógnitas que são as três concentrações (c_{Ba} , c_{SO_4} e σ) e a pressão.

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial c_{Ba}}{\partial t} + U \frac{\partial c_{Ba}}{\partial x} = D \frac{\partial^2 c_{Ba}}{\partial x^2} - K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (3.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial c_{SO_4}}{\partial t} + U \frac{\partial c_{SO_4}}{\partial x} = D \frac{\partial^2 c_{SO_4}}{\partial x^2} - K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (3.8)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial \sigma}{\partial t} = K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (3.9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} U = - \frac{k_0(z) k(\sigma) \partial p}{\mu \partial x} \end{array} \right. \quad (3.10)$$

Como já foi comentado, a frente de concentração se desloca com uma velocidade menor do que a frente de saturação, ou seja, a mistura das águas ocorre numa situação onde haverá uma saturação média de água (S^*).

A dependência da saturação está sendo considerada através da seguinte equação:

$$\phi = \phi_o S^*, \quad (3.11)$$

que representa uma fração do volume poroso preenchido com a saturação média de água atrás da frente de saturação, sendo ϕ_o a porosidade absoluta do meio poroso.

As equações (3.7) e (3.8) representam a conservação da massa para o bário e para o sulfato, respectivamente, sendo que a “lei das massas ativas” está com o sinal negativo representado um “sumidouro”, ou seja, um consumo de massa do sistema.

A equação (3.9) representa a conservação da massa para o sulfato de bário em função da reação química entre as águas incompatíveis. Nesta equação, assumimos que o sulfato de bário precipita imediatamente após a reação, por isto não aparece o termo de convecção e nem de dispersão. A “lei das massas ativas” está com o sinal positivo representando uma “fonte”, ou seja, um fornecimento de massa para o sistema.

A equação (3.10) representa a lei de Darcy modificada, incluindo a função dano à formação, $k(\sigma)$.

A função dano à formação, $k(\sigma)$, varia entre zero e um, e representa uma diminuição da permeabilidade em função da precipitação do sulfato de bário. A

mesma pode ser representada por uma hipérbole, conforme a Figura 10, sendo β a constante de dano à formação.

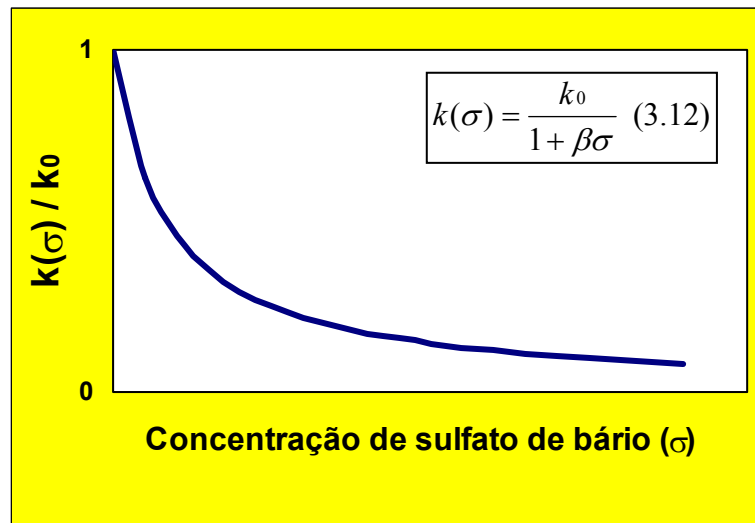


Figura 10: Função dano à formação devido à precipitação de sulfato de bário.

A equação (3.10) seria o caso mais geral. Porém, neste trabalho, não se considera o efeito da redução da permeabilidade em função da precipitação, uma vez que se está modelando o processo de incrustação *in situ* no reservatório, sendo adotado, por hipótese, que a função dano à formação é igual a um.

O fato de se estar desprezando a redução da permeabilidade em função da incrustação não impede de se obter as concentrações dos íons precipitantes, Mackay (2003).

Quando se assume que a constante de reação química (K_r) e o coeficiente de dispersão (D) independem dos valores de concentrações e de pressão pode-se efetuar o desacoplamento das equações (3.7) e (3.8) do restante do sistema, podendo estas equações serem resolvidas separadamente, com as seguintes condições iniciais:

$$t = 0 : \begin{cases} c_{Ba} = c_{Ba}^0 \text{ e } c_{SO_4} = 0, & x > 0 \\ c_{Ba} = 0 \text{ e } c_{SO_4} = c_{SO_4}^0, & x < 0. \end{cases} \quad (3.13)$$

$$(3.14)$$

A adimensionalização do sistema (3.7)-(3.8) resulta em:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial C}{\partial T} + \frac{\partial C}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} - \varepsilon_k CY \\ \frac{\partial Y}{\partial T} + \frac{\partial Y}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 Y}{\partial X^2} - \alpha \varepsilon_k CY, \end{array} \right. \quad (3.15)$$

com as seguintes condições iniciais:

$$T = 0: \left\{ \begin{array}{l} C = 1, \quad Y = 0, \quad X > 0 \\ C = 0, \quad Y = 1, \quad X < 0. \end{array} \right. \quad (3.17)$$

$$(3.18)$$

Este sistema contém o número adimensional ε_c que é o inverso do número de Peclet e o número adimensional ε_k que está relacionado à cinética de reação.

A solução do sistema (3.15)-(3.16), assim como as definições das demais variáveis adimensionais, encontram-se detalhadas no Apêndice A, onde foi mostrado o desenvolvido de um modelo semi-analítico para a solução deste problema.

4.3. Modelagem Simplificada de Linhas de Fluxo

O modelo semi-analítico apresentado na seção anterior é desenvolvido para o caso de fluxo unidimensional. Portanto, para que a sua aplicação seja possível para um reservatório real, é necessário, primeiramente, a obtenção de um modelo simplificado deste reservatório, onde este reservatório real possa ser substituído por um outro equivalente e análogo.

Esta tese se propõe a utilizar uma versão simplificada do modelo de linhas de fluxo para se obter a concentração de bário e de sulfato no poço produtor.

A precipitação do sulfato de bário no reservatório irá causar dano à formação somente próximo dos poços produtores, onde ocorre a acumulação do precipitado. Esta acumulação não ocorre *in situ* no reservatório, devido ao contínuo deslocamento desta zona de mistura, (seção 2.4.5). Assim sendo, a precipitação *in situ* não afeta o fluxo, ou seja, é possível aplicar a teoria de linhas de fluxo para a obtenção do reservatório equivalente.

Quando, em um reservatório real, tridimensional, existe um processo de injeção de água do mar, haverá a formação de diversas linhas de fluxo, partindo dos poços injetores e convergindo para os poços produtores, conforme a Figura 11, que

representa um caso hipotético. Um conjunto de linhas de fluxo adjacentes constitui um canal de fluxo. Assim sendo, o padrão de fluxo (*pattern*) entre o poço injetor e o produtor é considerado como sendo constituído por um conjunto de canais de fluxo.

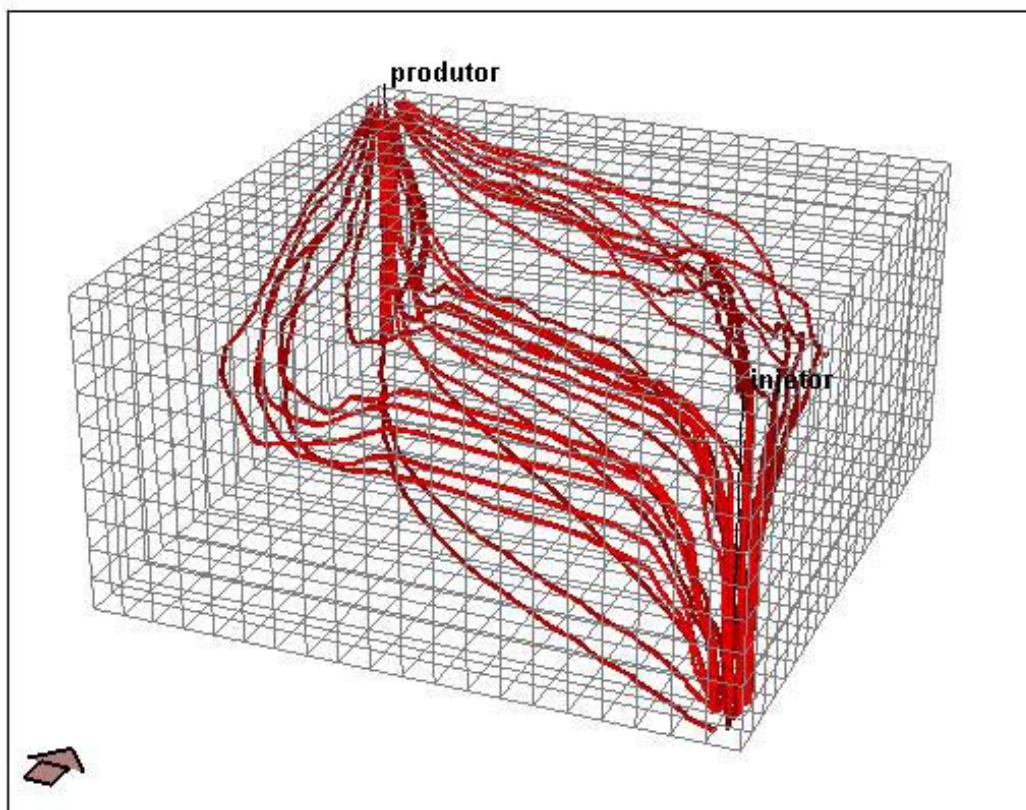


Figura 11: Esquema 3D hipotético mostrando as trajetórias das linhas de fluxo.

As linhas de fluxo variam durante a passagem da frente de saturação, porém, atrás desta frente, a distribuição destas linhas se torna mais conservativa, não variando durante o fluxo, ou seja, a configuração espacial dos canais de fluxo não se altera.

Entre duas linhas de fluxo não há transferência de massa, sendo que o transporte ocorre ao longo de cada uma delas.

O modelo 1D semi-analítico desenvolvido para obtenção das concentrações de bário e de sulfato poderia ser utilizado em cada canal fluxo se fosse possível obter as propriedades de cada um deles, como permeabilidade, comprimento e área. A resposta final seria a soma das contribuições de cada canal individualmente.

A área da seção transversal de cada canal é constante, hipótese esta já assumida em vários trabalhos sobre linhas de fluxo, Martin *et al* (1973). Sendo

assim, cada canal pode ser considerado como um tubo de fluxo. O reservatório, neste caso, está sendo considerado como dividido em infinitesimais tubos de fluxo.

Em cada tubo de fluxo separadamente, é assumido que ocorre o deslocamento da água de formação pela água do mar e que o perfil de saturação e de concentração pode ser considerado semelhante ao da Figura 8.

A precipitação do sulfato de bário se dará conforme os mecanismos de mistura mostrados por Sorbie e Mackay, 2000, (seção 2.4.5), onde, em cada tubo de fluxo heterogêneo, haverá a formação de uma zona de mistura dentro da qual ocorrerá a precipitação do sulfato de bário. Mas, devido ao contínuo deslocamento desta zona de mistura, não acontecerá a acumulação do precipitado ao longo de cada canal de fluxo. A acumulação, que causa o dano à formação, ocorrerá apenas nas proximidades dos poços produtores.

Os tubos de fluxos apresentam comprimentos distintos entre si. Assumindo-se que a velocidade de fluxo em cada um destes tubos não seja alterada, é possível representar todos estes tubos de fluxo por tubos equivalentes de mesmo comprimento, por exemplo, a distância entre o poço produtor e o injetor. Portanto, estes tubos de fluxo podem ser distribuídos pela razão permeabilidade média e comprimento e que a função de distribuição desta razão (k/l) pode ser obtida através da curva de concentração de um traçador obtida na saída dos tubos (Apêndice B), o que permite uma caracterização completa do sistema.

Ou seja, através da curva de concentração do traçador, obtida no poço produtor, é possível obter um reservatório análogo, onde se pode resolver as equações unidimensionais de convecção-difusão com reações químicas para a obtenção das curvas de concentrações de bário e de sulfato, no poço produtor. O resultado final é obtido pela soma (integração) das contribuições de cada tubo de fluxo individualmente.

5. Aplicação dos Modelos Obtidos para Um Caso Real

Para a validação do modelo proposto, foram utilizados os dados de produção obtidos de um poço produtor de petróleo. Este poço pertence a um reservatório submetido à injeção de água do mar e que sofre diversos problemas de incrustação de sulfato de bário.

Através de um simulador de reservatórios, verificou-se que a água produzida neste poço é oriunda, em grande parte (90%) de um único poço injetor, de tal modo que foi possível se analisar este par de poços isoladamente.

Nos diversos poços produtores deste reservatório são realizadas análises de rotina da água produzida visando obter os valores de salinidade, cálcio e magnésio. Quando necessário, são realizadas análises completas desta água, sendo obtido, entre outros íons, análises de concentração de bário.

A Figura 12 mostra a curva de salinidade da água produzida em função do tempo, obtida neste poço, mediante análises periódicas efetuadas na água produzida.

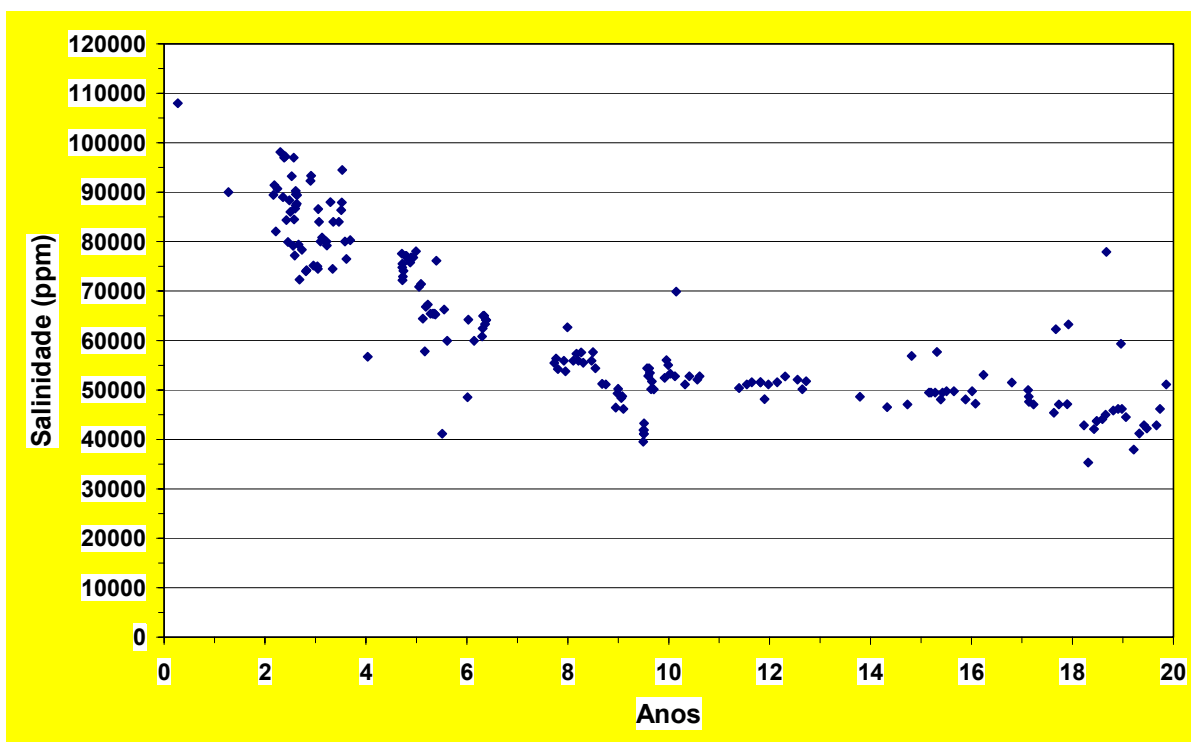


Figura 12: Curva de salinidade em função do tempo.

As salinidades das águas da formação e do mar são, respectivamente, 108.000 e 33.000 ppm. Neste gráfico, pode-se ter uma idéia da evolução da água do

mar, pois inicialmente a água produzida era composta apenas de água da formação e, à medida que ocorre o *breakthrough* da água do mar, a água produzida vai apresentando em sua composição proporções cada vez maiores desta água injetada, havendo redução na salinidade da mistura.

Através desta curva e conhecendo-se as salinidades da água da formação e da água do mar, pode-se obter a curva do traçador cloreto em função do tempo.

A Figura 13 mostra a curva de concentração do traçador cloreto, assim como o ajuste exponencial obtido no software Excel.

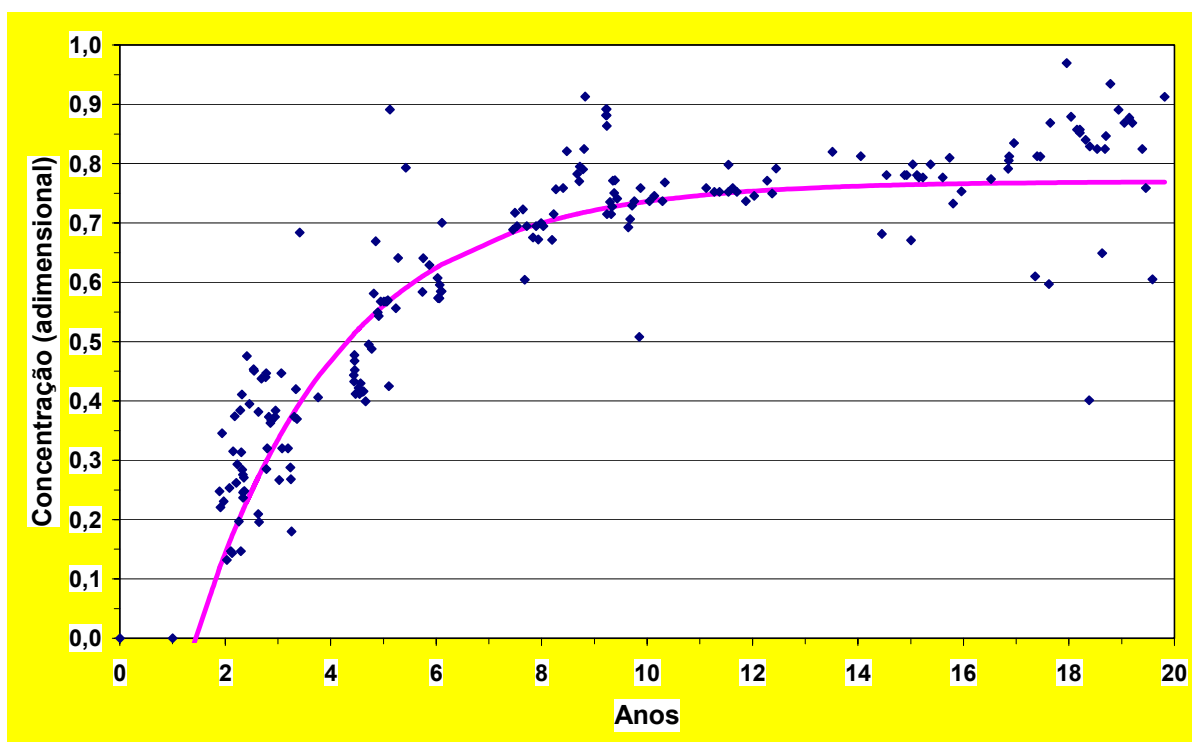


Figura 13: Curva de concentração de traçador observada no poço produtor com o tempo.

Com base nesta curva de traçador, obtida no poço produtor, utilizou-se o modelo simplificado de linhas de fluxo (Apêndice B) para se obter o reservatório equivalente constituído por canais de fluxo, onde em cada um destes canais pode-se aplicar o modelo semi-analítico para cálculo das concentrações de bário e de sulfato no interior do reservatório.

Portanto, utilizando-se o modelo simplificado de linhas de fluxo, obteve-se a seguinte curva de distribuição da permeabilidade, Figura 14, que representa o reservatório análogo ao reservatório real

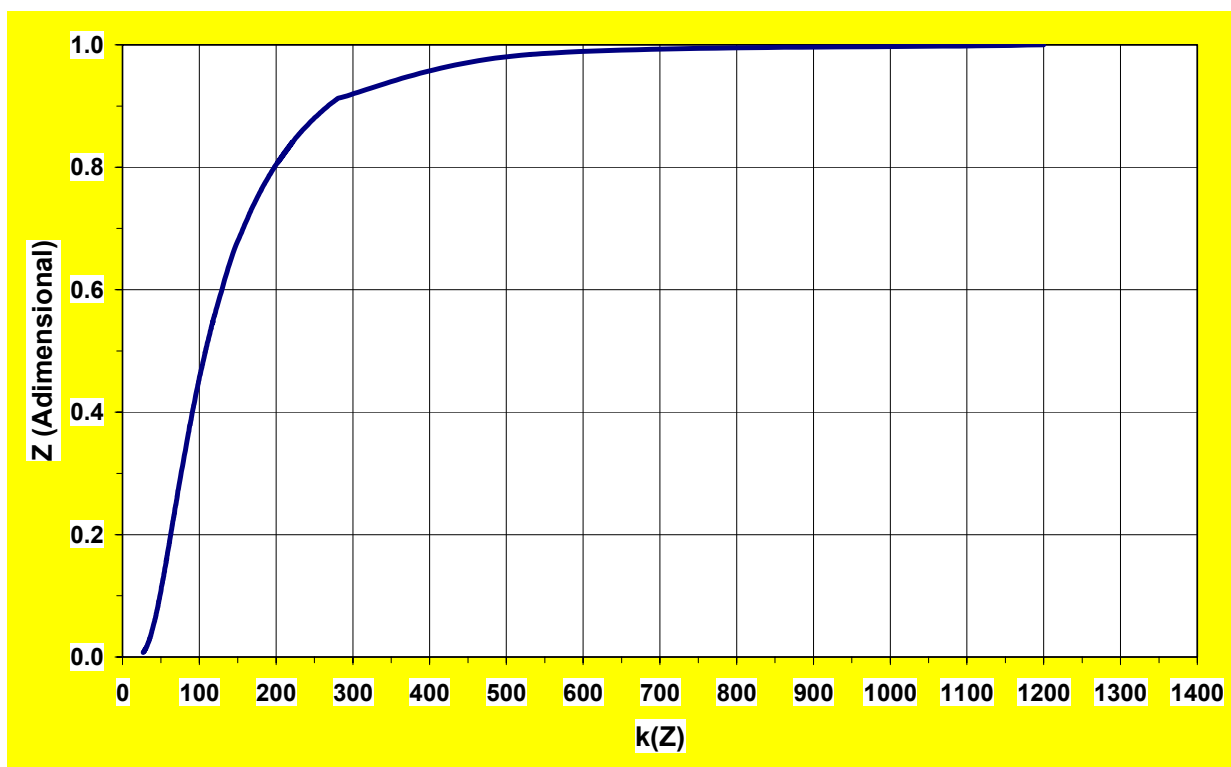


Figura 14: Curva de distribuição de permeabilidade $k(Z)$.

A fim de facilitar os cálculos, esta curva foi subdividida em cinco partes, onde se assumiu uma permeabilidade média constante para cada uma delas. Foram utilizados os seguintes valores: 50, 75, 110, 160 e 500 mD, pontos estes obtidos através de uma média aritmética entre os pontos extremos de cada uma das subdivisões. Cada uma destas permeabilidades representa um tubo de fluxo equivalente.

Baseado nesta curva e, aplicando o modelo semi-analítico para o processo de precipitação de sulfato de bário (Apêndice A), obteve-se as concentrações de bário e de sulfato ao longo do reservatório para cada um destes tubos de fluxo.

A resposta final é obtida pela soma das contribuições individuais de cada um destes tubos de fluxos, ponderada em relação à sua respectiva permeabilidade.

A Figura 15 mostra os resultados obtidos, onde a curva contínua representa as curvas calculadas de concentrações de bário e de sulfato em função do tempo, no poço produtor, após a utilização dos dois modelos propostos nesta tese.

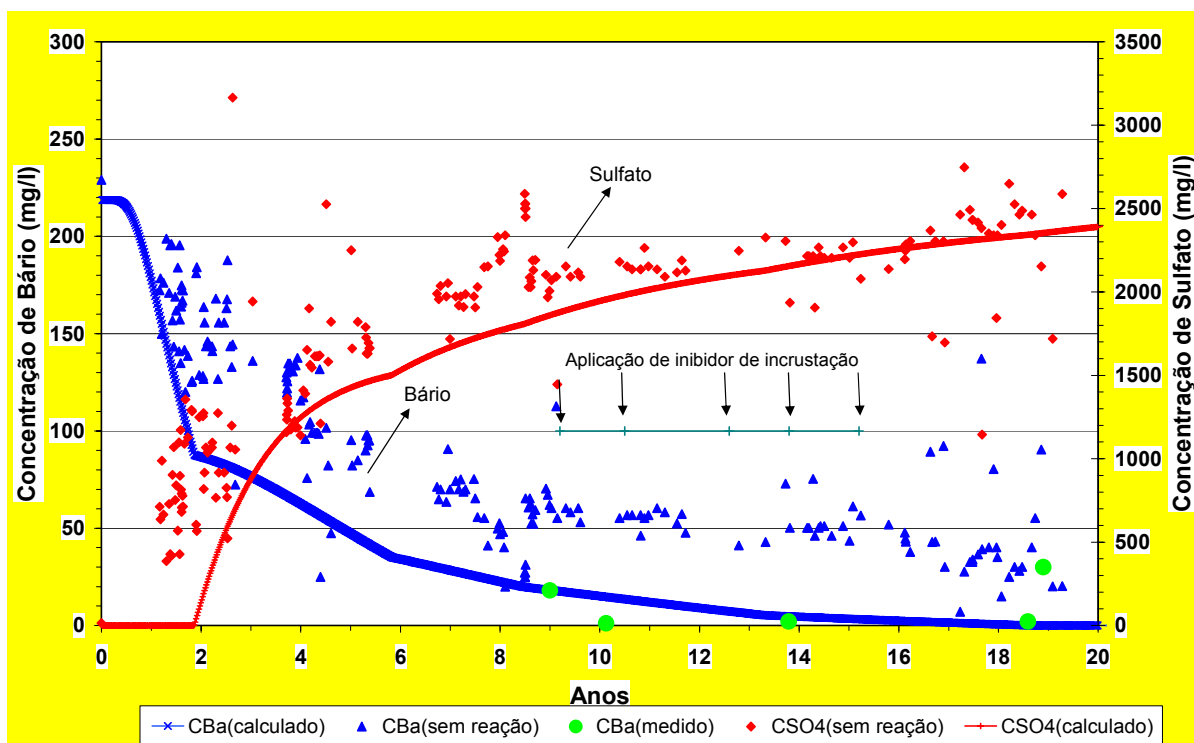


Figura 15: Comparação das curvas de concentrações calculadas em relação às curvas sem precipitação.

Para efeitos de comparação foram plotadas as curvas teóricas de concentrações de bário e de sulfato, isto é, são curvas de concentrações caso não estivesse ocorrendo precipitações no reservatório ou nos equipamentos de produção. Estas curvas foram obtidas através dos dados de salinidades da água produzida e concentrações iniciais do bário na água da formação e do mar, mediante uma simples regra de três.

Em função da percentagem de água do mar, os pontos desta curva ideal se situam sobre a reta da Figura 16, reta esta conhecida como reta de diluição.

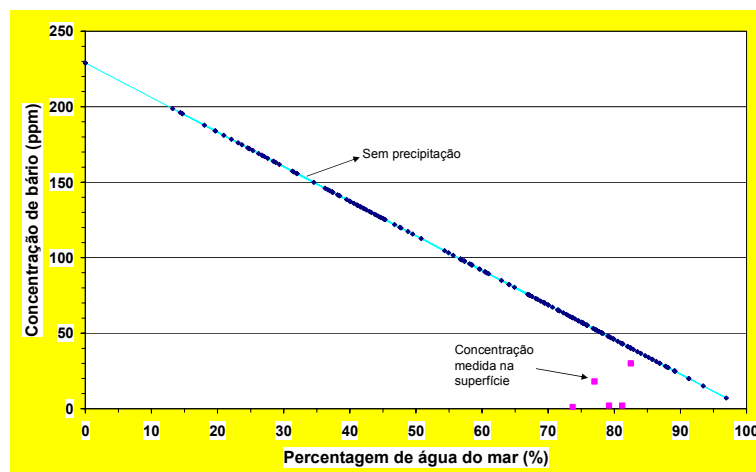


Figura 16: Curva de diluição do bário em função da percentagem de água do mar.

Para efeitos de comparação, foram plotados, nas Figura 15 e 16, cinco pontos de concentração de bário obtidos por meio de análises completas da água produzida, realizadas na superfície. Ou seja, através destas análises não é possível identificar o local da precipitação (reservatório ou equipamentos).

Através da Figura 16, pode-se notar que estes cinco pontos se situam abaixo da reta de diluição, indicando o consumo de bário por reação química ou no reservatório ou nos equipamentos de produção. Apenas um destes pontos se situou próximo à reta de diluição, indicando, provavelmente, que nesta fase houve um efeito positivo da aplicação do inibidor de incrustação.

Neste reservatório, a concentração de sulfato na água do mar excede em cerca de dez vezes a concentração de bário na água da formação. Portanto, se comparadas as concentrações calculadas de bário e de sulfato (linhas contínuas) com as respectivas curvas sem reação química (pontos), pode-se notar que a reação química afeta mais fortemente a concentração de bário do que a concentração de sulfato, Figura 15.

Este poço foi submetido a tratamentos de *squeeze* de inibidor de incrustação. Algumas destas datas estão mostradas na Figura 15, através das setas verticais. Outras datas onde houveram, porém não foi possível obtê-las em tempo hábil.

Portanto, a utilização do modelo simplificado de linhas de fluxo para caracterização do reservatório e do modelo 1D semi-analítico para se obter as concentrações de bário e de sulfato no poço produtor se mostrou coerente e representou bem o fenômeno estudado.

6. Conclusões/discussões

- ✓ a simulação semi-analítica mostra que, para o caso de concentrações de sulfato dez vezes maior do que concentrações de bário, a concentração de sulfato é pouco afetada pela reação química no meio poroso;
- ✓ no contrário, a concentração de bário é significativamente afetada pela reação química;
- ✓ a concentração de bário está acima da concentração medida na água produzida pelo fato do mesmo estar sendo consumido pela reação química não somente no meio poroso, mas também na coluna;
- ✓ foi desenvolvido um modelo semi-analítico para o deslocamento da água da formação (rica em íons bário) pela água do mar (rica em sulfatos), levando em consideração as reações químicas e a dispersão dos componentes químicos;
- ✓ foi obtido boa coerência entre os dados de campo e os dados calculados, o que valida o simulador semi-analítico construído.

7. Recomendações para Trabalhos Futuros

- ✓ comparar os resultados obtidos com um simulador numérico de fluxo que inclua reações químicas;
- ✓ utilizar outros tipos de taxas de reação química;
- ✓ resolver numericamente a equação de convecção-difusão com reação química para o caso mais geral.

8. Referências Bibliográficas.

- ARAQUE-MARTINEZ, A. and LAKE, L.W., 1999, A Simplified Approach to Geochemical Modelling and Its Effect on Well Impairment, SPE paper 56678 presented at 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 3-6 October.
- ARYA, A., HEWETT, T.A. LARSON, R. and LAKE, L.W., 1985, Dispersion and Reservoir Heterogeneity, SPE paper 14364 presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Las Vegas, NV, 22-25 September.
- AZAROUAL, M., HURTEVENT, C., KERVÉVAN, C., BROCHOT, S. DURANCE, M.V., 2001, Quantitative Prediction of Scale Depositions Induced by Oil Production: Application of the Thermo-Kinetic Software SCALE2000, SPE paper 68303 presented at the SPE 3rd International Symposium on Oilfield Scaling held in Aberdeen, UK, 30-31 January.
- BEDRIKOVETSKY, P.G., ROSÁRIO, F.F., SILVA, M.F. E LOPES JR, R.P., 2002, Role of Impermeable Layers in Barium Sulphate Oilfield Scaling: Modelling and Field Study, SPE paper 74664 presented at the SPE 4th International Symposium on Oilfield Scaling held in Aberdeen, UK, 30-31 January.
- BEDRIKOVETSKY, P.G., LOPES JR, R.P., ROSÁRIO, F.F., BEZERRA, M.C.M. and LIMA, E.A., 2003a, Oilfield Scaling – Part I: Mathematical and Laboratory Modelling, SPE paper 81127 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port-of-Spain, Trinidad, West Indies, 27-30 April.
- BEDRIKOVETSKY, P.G., GLADSTONE, P.M., LOPES JR, R.P., ROSÁRIO, F.F., SILVA, M.F., BEZERRA, M.C.M. and LIMA, E.A., 2003b, Oilfield Scaling – Part II: Productivity Index Theory, SPE paper 81128 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port-of-Spain, Trinidad, West Indies, 27-30 April.
- BERTERO, L., CHIERICI, G.L., GOTTARDI, G., MESINI, E. and MORMINO, G., 1986, Chemical Equilibrium Models: Their Use in Simulating the Injection of Incompatible

Waters, SPE paper 14126 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, China 17-20 March.

BEZERRA, M.C.M., KHALIL, C.N. and ROSÁRIO, F.F., 1990, Barium and Strontium Sulphate Scale Formation due to Incompatible Water in the Namorado Field, Campos Basin, Brazil, SPE paper 21109 presented at the SPE Latin American Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, 14-19 October.

BEZERRA, M.C.M., ROSÁRIO, F.F. and ROCHA, A.A., 2003, Scale Prediction and Remediation for Deep Water Fields, SPE paper 80403 presented at the SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 29-30 January.

BOURNE, H.M., BOOTH, S.L. and BRUNGER, A., 1999, Combining Innovative Technologies to Maximize Scale Squeeze Cost Reduction, SPE paper 50718 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 16-19 February.

COLLINS, I.R., COWIE, L.G., NICOL, M. and STEWART, N.J., 1997, The Field Application of a Scale Inhibitor Squeeze Enhancing Additive, SPE paper 38765 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5-8 October.

DAKE, L.P., 1978, Fundamental of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company.

DATTA-GUPTA, A., 2000, Streamline Simulation: A Technology Update, SPE paper 65604.

HE, S.L., KAN, A.T., TOMSON, M.B. and ODDO, J.E., 1997, A New Interactive Software for Scale Prediction, Control and Management, SPE paper 38801 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, USA, 5-8 October.

- ILLIASSOV, P.A. and DATTA-GUPTA, A., 2002, Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Tests: The Ranger Field, Texas, SPE paper 81198 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September–3 October.
- JORDAN, M.M., SORBIE, K.S., JIANG, P. YUAN, M. and TODD, A.C., 1994, Mineralogical Controls on Inhibitor Adsorption/Desorption in Brent Group Sandstone and Their Importance in Predicting and Extending Field Squeeze Lifetimes, SPE paper 27607 presented at the European Production Operations Conference and Exhibition, held in Aberdeen, UK, 15-17 March.
- JORDAN, M.M., SORBIE, K.S., GRAHAM, G.M., TAYLOR, K., HOURSTON, K.E. and HENNESSEY, S., 1996, The Correct Selection and Application Methods for Adsorption and Precipitation Scale Inhibitors for Squeeze Treatments in North Sea oilfields, SPE paper 31125 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, LA, 14-15 February.
- JORDAN, M.M., EDGERTON, M.C., COLE-HAMILTON, J. and MACKIN, K., 1998, The Application of Novel Wax Diverter Technology to Allow Successful Scale Inhibitor Squeeze Treatment into a Sub Sea Horizontal Well, North Sea Basin, SPE paper 49196 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September.
- JORDAN, M.M., SJURAETHER, K. COLLINS, I.R., FEASEY, N.D. and EMMONS, D., 2001, Life Cycle Management of Scale Control within Sub sea Fields and its Impact on Flow Assurance Gulf of Mexico and the North Sea Basin, SPE paper 71557 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October.
- LAKE, L.W., 1989, Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NY 07632.
- LANTZ, R.B., 1969, Rigorous Calculation of Miscible Displacement Using Immiscible Reservoir Simulators, SPE paper 2594 presented at the SPE 44th Annual Fall Meeting held in Denver, Colorado, 28 September - 1 October.

- LANTZ, R.B., 1970, Quantitative Evaluation of Numerical Diffusion (Truncation Error), SPE paper 2811 presented at the 2nd Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance held in Dallas, 5-6 February.
- LOPES JR, R.P., 2002, Barium Sulphate Kinetics on Precipitation in Porous Media: Mathematical and Laboratory Modelling, In Portuguese, M.Sc. Thesis, North Fluminense State University – LENEP/UENF, Macaé, RJ, Brazil.
- MACKAY, E.J. and SORBIE, K.S., 1998, Modelling Scale Inhibitor Squeeze Treatments in High Crossflow Horizontal Wells, SPE paper 50428 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, 1-4 November.
- MACKAY, E.J. and SORBIE, K.S., 1999, An Evaluation of Simulation Techniques for Modelling Squeeze Treatments, SPE paper 56775 presented at 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 3-6 October.
- MACKAY, E.J. and SORBIE, K.S., 2000, Brine Mixing in Waterflooded Reservoirs and the Implications for Scale Prevention, SPE paper 60193 presented at the SPE 2nd International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26-27 January.
- MACKAY, E.J., 2001, SQUEEZE Modelling: Current Best Practice and New Capabilities, SPE paper 68326 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 30-31 January.
- MACKAY, E.J., JORDAN, M.M. and TORABI, F., 2002, Predicting Brine Mixing Deep Within the Reservoir, and the Impact on Scale Control in Marginal and Deepwater Developments, SPE paper 73779 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 20-21 February.
- MACKAY, E.J., 2002, Modelling of In-situ *Scale* Deposition: the Impact of Reservoir and Well Geometries and Kinetic Reaction Rates, SPE paper 74683 presented at the SPE 4th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 30-31 January.

- MACKAY, E.J., AGIDDI, D. and GRAHAM, G.M., 2002, How is Scale Prevention Affected by the Late Field Depressurization of Waterflooded Reservoirs?, SPE paper 74654 presented at the SPE 4th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 30-31 January.
- MARQUES, L.C.C., PEREIRA, A.Z.I., MEIRELLES, R.O. and GONÇALVES, M.A.C., 2001, How PETROBRAS Has Faced Oilfield Scale Problems: Evolution of Concepts and Lessons Learned in Campos Basin, Brazil, SPE paper 68327 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 30-31 January.
- MARTIN, J.C., WOO, P.T. and WEGNER, R.E., 1973, Failure of Stream Tube Methods To Predict Waterflood Performance of an Isolated Inverted Five-Spot at Favorable Mobility Ratios, SPE paper 4346.
- MASTIN, E., URBANCZYK, C., HURTEVENT, C., FALLA, M., CAIE, D. and MAGUÉREZ, M., 2003, A Barium Sulphate Scaling Post Analysis on Dunbar, SPE paper 82226 presented at the SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands 13-14 May.
- MENZIES, N.A., MACKAY, E.J. and SORBIE, K.S., 1999, Modelling of Gel Diverter Placement in Horizontal Wells, SPE paper 56742 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas 3-6 October.
- MORIZOT, A.P. and NEVILLE, A., 2000, A Novel Approach for Monitoring of CaCO₃ and BaSO₄ Scale Formation, SPE paper 60189 presented at the 2nd International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 26-27 January.
- NANCOLLAS, G.H. and LIU, S.T., 1975, Crystal Growth and Dissolution of Barium Sulphate, SPE paper 5300 presented at 1975 SPE/AIME Oilfield Chemistry Symposium, Dallas, 16-17 January.
- OLIVEIRA, M.C.K., 1997, Barium Sulphate Precipitation Study for Reinjection of Produced Water in Petroleum Wells, In Portuguese, M.Sc. Thesis, Rio de Janeiro Federal University, RJ, Brazil.

- PAULO, J., MACKAY, E.J., MENZIES, N and POYNTON, N., 2001, Implications of Brine Mixing in the Reservoir for Scale Management in the Alba Field, SPE paper 68310 presented at the SPE 3rd International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, Scotland, 30-31 January.
- POGGESI, G. HURTEVENT, C. and BRAZY, J.L., 2001, Scale Inhibitor Injection via the Gas Lift System in High Temperature Block 3 Fields in Angola, SPE paper 68301 presented at the SPE 3rd International Symposium on Oilfield Scaling held in Aberdeen, UK, 30-31 January.
- PERKINS, T.K. and JOHNSTON, O.C., 1962, A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media, SPE paper 480.
- ROCHA, A.A., FONTOURA, S.A.B., ROSÁRIO, F.F. and BEZERRA, M.C.M., 2001, Numerical Modelling of Salt Precipitation during Produced Water Reinjection, SPE paper 68336 presented at the SPE 3rd International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, Scotland, 30-31 January.
- ROSÁRIO, F.F. and BEZERRA, M.C.M., 2001, Scale Potential of a Deep Water Field – Water Characterization and Scaling Assessment, SPE paper 68332 presented at the SPE 3rd International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, Scotland, 30-31 January.
- SATTER, A. and THAKUR, G.C., 1988, Integrated Waterflood Asset Management – PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma 74112.
- SHULER, P.J. and JENKINS, W.H., 1989, Prevention of Downhole Scale Deposition in the Ninian Field, 1989, SPE paper 19263 presented at Offshore Europe 89, Aberdeen, 5-8 September.
- SORBIE, K.S., YUAN, M. and JORDAN, M.M., 1994, Application of Scale Inhibitor Squeeze Model to Improve Field Squeeze Treatment Design, SPE paper 28885

presented at the European Petroleum Conference held in London, U.K., 25-27 October.

SORBIE, K.S. and MACKAY, E.J., 2000, Mixing of Injected, Connate and Aquifer Brines in Waterflooding and its Relevance to Oilfield Scaling - Journal of Petroleum Science and Engineering (July 2000) 27 (1-2) 85-106.

THOMAS, J.E., 2001, Fundamentos de Engenharia de Petróleo – Editora Interciência.

VETTER, O.J., 1979, The prediction of Scale Problems due to Injection of Incompatible Waters, SPE paper 7794 presented at the SPE Middle East Technical Conference held in Manama, Bahrain, 25-29 March.

WAT, R.M.S., SORBIE, K.S., TODD, A.C., CHEN, P. and JIANG, P., 1992, Kinetics of BaSO₄ Crystal Growth and Effect in Formation Damage, SPE paper 23814 presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 26-27 February.

WELGE, H.J., 1952, A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas Water Drive, Petroleum Transactions, AIME Vol. 195, 91-98.

WOODS, A.W. and HARKER, G., 2003, Barium Sulphate Precipitation in Porous Rock Through Dispersive Mixing, SPE paper 80401 presented at the SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 29-30 January.

YUAN, M.D., TODD, A.C., 1991, Prediction of Sulphate Scaling Tendency in Oilfield Operations, SPE paper 18484 presented at the 1989 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, 8-10 February.

ZHANG, H.R., SORBIE, K.S. and MACKAY, E.J., 1996, Modelling Scale Inhibitor Squeeze Treatments in Horizontal Wells: Model Development and Application, SPE paper 37140 presented at the 2nd SPE International Conference and Exhibition on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, 18-20 November.

Apêndice A: Modelagem Semi-Analítica do Processo de Incrustação de Sulfato de Bário.²⁰

O sistema, abaixo, de quatro equações e quatro incógnitas modela o caso de fluxo unidimensional e isotérmico com reação química no meio poroso:

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial c_{Ba}}{\partial t} + U \frac{\partial c_{Ba}}{\partial x} = D \frac{\partial^2 c_{Ba}}{\partial x^2} - K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (A.1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial c_{SO_4}}{\partial t} + U \frac{\partial c_{SO_4}}{\partial x} = D \frac{\partial^2 c_{SO_4}}{\partial x^2} - K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (A.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial \sigma}{\partial t} = K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (A.3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} U = -\frac{k_0(z)k(\sigma)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \end{array} \right. \quad (A.4)$$

Neste sistema, a porosidade é dada pela equação (A.5), que representa uma fração do volume poroso ocupada pela saturação média de água (S^*), atrás da frente de saturação, conforme explicado no capítulo 3.

$$\phi = \phi_o S^*. \quad (A.5)$$

As incógnitas consideradas neste sistema são as seguintes: c_{Ba} , c_{SO_4} , σ e p .

Quando se assume que a constante de reação química (K_a) e os coeficientes de dispersão (D) independem dos valores de concentrações e de pressões, isto permite o desacoplamento das equações (A.1) e (A.2) do restante do sistema, podendo estas equações serem resolvidas separadamente para a obtenção das concentrações dos reagentes e com isto poder calcular a concentração do sulfato de bário (A.3) e a distribuição de pressão (A.4).

Sendo assim, o sistema se resume em duas equações e duas incógnitas:

²⁰ Baseado no trabalho : “Solução Analítica Aproximada para uma Equação de Reação-Difusão Simples”, Marchesin, D., Lima, E.A. e Bedrikovetsky, P.

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial c_{Ba}}{\partial t} + U \frac{\partial c_{Ba}}{\partial x} = D \frac{\partial^2 c_{Ba}}{\partial x^2} - K_a c_{Ba} c_{SO_4} \\ \phi \frac{\partial c_{SO_4}}{\partial t} + U \frac{\partial c_{SO_4}}{\partial x} = D \frac{\partial^2 c_{SO_4}}{\partial x^2} - K_a c_{Ba} c_{SO_4} \end{array} \right. \quad (A.1)$$

Através de um processo de adimensionalização, o sistema (A1)-(A2) resulta assim:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial C}{\partial T} + \frac{\partial C}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} - \varepsilon_k CY \\ \frac{\partial Y}{\partial T} + \frac{\partial Y}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 Y}{\partial X^2} - \alpha \varepsilon_k CY, \end{array} \right. \quad (A.6)$$

onde foram consideradas as seguintes variáveis adimensionais:

$$\begin{aligned} X &= \frac{x}{L}; & T &= \frac{Ut}{\phi L}; & \alpha &= \frac{c_{Ba}^0}{c_{SO_4}^0}; \\ C &= \frac{c_{Ba}}{c_{Ba}^0}; & Y &= \frac{c_{SO_4}}{c_{SO_4}^0}; & & \\ \varepsilon_c &= \frac{D}{LU}; & \varepsilon_k &= \frac{K_a L c_{SO_4}^0}{U}. \end{aligned} \quad (A.8)$$

As concentrações estão representadas por valores adimensionais C e Y, relativos ao bário e sulfato, respectivamente, que são a fração molar de cada espécie em relação à concentração inicial. A variável X representa uma fração do comprimento total e a variável T representa a quantidade de volumes porosos injetados.

A constante ε_c é o inverso do número de Peclet e a constante ε_k é relativa à taxa de reação química. Já α representa a relação entre as concentrações molares iniciais de bário e de sulfato.

Introduzindo-se uma nova variável adimensional,

$$Y_a = \frac{Y}{\alpha}, \quad (A.9)$$

resulta:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial C}{\partial T} + \frac{\partial C}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha \\ \frac{\partial Y_\alpha}{\partial T} + \frac{\partial Y_\alpha}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 Y_\alpha}{\partial X^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha. \end{array} \right. \quad (\text{A.10})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial C}{\partial T} + \frac{\partial C}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 C}{\partial X^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha \\ \frac{\partial Y_\alpha}{\partial T} + \frac{\partial Y_\alpha}{\partial X} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 Y_\alpha}{\partial X^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha. \end{array} \right. \quad (\text{A.11})$$

O deslocamento da água conata pela água injetada é descrito pela seguinte condição inicial:

$$T = 0 : C = 1; Y_\alpha = 0. \quad (\text{A.12})$$

É assumido que, para a faixa de velocidade de fluxo em reservatórios de petróleo, a transferência de massa causada pelo fluxo convectivo no meio poroso é mais intensa que a transferência de massa por difusão molecular. Assim, caso a partícula já tenha deixado o meio poroso, ela não difundirá para dentro desse. A condição de contorno na saída do meio poroso correspondente a esta afirmativa é a seguinte (Lopes, 2002, *apud* Nikolaevskij):

$$X = 1 : \frac{dC}{dX} = \frac{dY}{dX} = 0. \quad (\text{A.13})$$

A condição de contorno interna é dada pela equação (A.14):

$$X = 0 : C - \varepsilon_c \frac{\partial C}{\partial X} = 0, \quad Y_\alpha - \varepsilon_c \frac{\partial Y_\alpha}{\partial X} = \frac{1}{\alpha}. \quad (\text{A.14})$$

Quando se despreza o termo difusivo, a condição de contorno interna resulta na seguinte simplificação:

$$X = 0 : C = 0, \quad Y_\alpha = \frac{1}{\alpha}. \quad (\text{A.15})$$

Fazendo $Z = X - T$, vem: (A.16)

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial C}{\partial T} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 C}{\partial Z^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha \\ \frac{\partial Y_\alpha}{\partial T} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 Y_\alpha}{\partial Z^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha. \end{array} \right. \quad (\text{A.17})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial C}{\partial T} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 C}{\partial Z^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha \\ \frac{\partial Y_\alpha}{\partial T} = \varepsilon_c \frac{\partial^2 Y_\alpha}{\partial Z^2} - \alpha \varepsilon_k C Y_\alpha. \end{array} \right. \quad (\text{A.18})$$

$$T = 0 : \left\{ \begin{array}{l} C = 0, Y_\alpha = \frac{1}{\alpha}; \quad Z < 0 \\ C = 1, Y_\alpha = 0; \quad Z > 0. \end{array} \right. \quad (\text{A.19})$$

Esta mudança de variáveis representa uma mudança no referencial de observação do deslocamento da zona de mistura, ou seja, com a nova variável Z o referencial agora caminha junto com a zona de mistura.

Sejam as seguintes mudanças de variáveis:

$$Z_c = Z \sqrt{\frac{\varepsilon_k}{\varepsilon_c}} \quad \text{e} \quad \tau = \varepsilon_k T \quad (\text{A.20})$$

O sistema (A.17)-(A.18) resulta:

$$\begin{cases} \frac{\partial C}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 C}{\partial Z_c^2} - \alpha C Y_\alpha & (\text{A.21}) \\ \frac{\partial Y_\alpha}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 Y_\alpha}{\partial Z_c^2} - \alpha C Y_\alpha & (\text{A.22}) \end{cases}$$

A subtração das equações (A.21) e (A.22) e a introdução da variável h resulta na equação de difusão linear:

$$h = \frac{(C - Y_\alpha)}{2}, \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial h}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 h}{\partial Z_c^2}, \quad (\text{A.24})$$

onde as condições iniciais ficam:

$$\tau = 0: \begin{cases} h = -\frac{1}{2\alpha}; & Z_c < 0 \\ h = \frac{1}{2}; & Z_c > 0 \end{cases} \quad (\text{A.25})$$

Pode-se mostrar que, para o caso de reservatório infinito, a solução analítica de (A.24) e (A.25) é dada por:

$$h(Z_c, \tau) = \frac{1}{4\alpha} \left[\alpha - 1 + (\alpha + 1) \operatorname{erf} \left(\frac{Z_c}{\sqrt{4\tau}} \right) \right], \quad (\text{A.26})$$

onde $\operatorname{erf}(s)$ é a função erro:

$$\operatorname{erf}(s) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^s e^{-T^2} dT. \quad (\text{A.27})$$

onde s é o ponto onde se deseja obter o valor da função erro.

Para o caso particular de $\alpha = 1$, a equação (A.26) se torna:

$$h(Z_c, \tau) = \frac{1}{2} \operatorname{erf} \left(\frac{Z_c}{\sqrt{4\tau}} \right). \quad (\text{A.28})$$

A Figura 17 mostra a solução $h(Z_c, \tau)$ em sete instantes de tempo, calculada no intervalo $-100 \leq Z_c \leq 100$, para o caso particular de $\alpha = 1$.

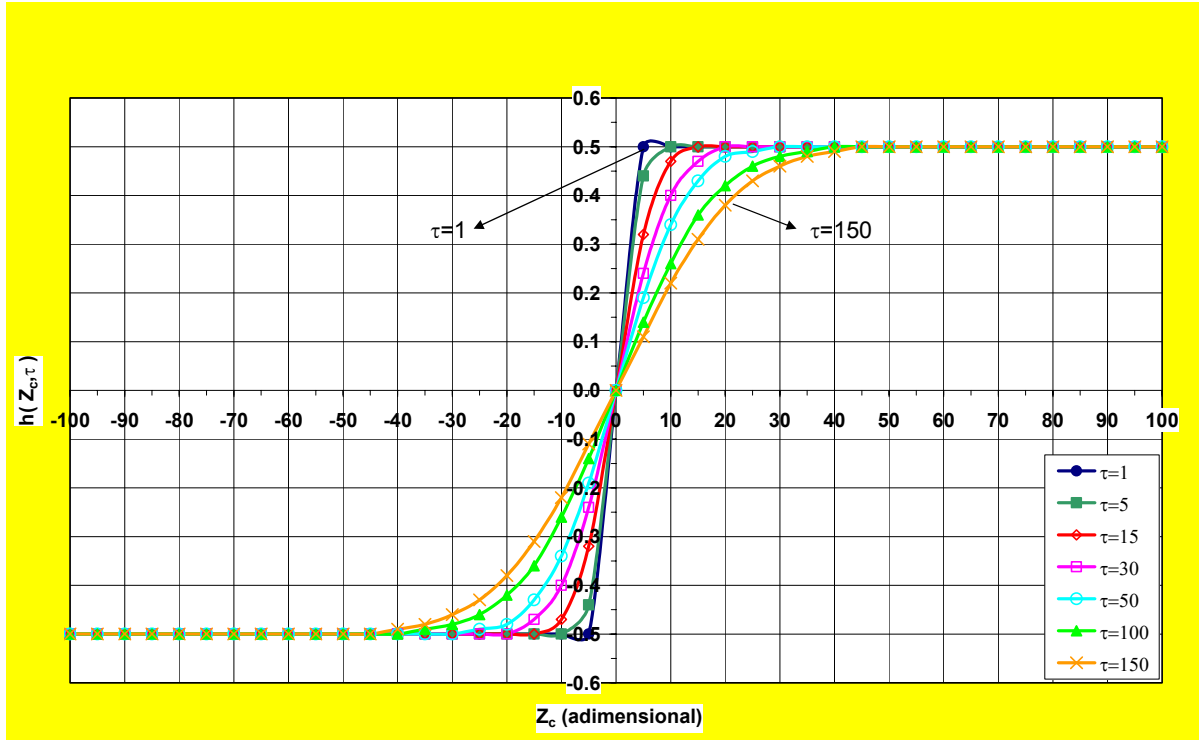


Figura 17: Solução analítica da equação (A.29) para reservatório infinito, em sete instantes de tempo distintos, mostrada no intervalo $-100 \leq Z_c \leq 100$.

Mas, de (A.23):

$$Y_\alpha = C - 2h. \quad (\text{A.29})$$

Substituindo-se (A.26) em (A.29) resulta:

$$Y_\alpha = C - \frac{1}{2\alpha} \left[\alpha - 1 + (\alpha + 1) \operatorname{erf} \left(\frac{Z_c}{\sqrt{4\tau}} \right) \right]. \quad (\text{A.30})$$

Substituindo-se (A.30) em (A.21) fica:

$$\frac{\partial C}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 C}{\partial Z_c^2} - \alpha C \left\{ C - \frac{1}{2\alpha} \left[\alpha - 1 + (\alpha + 1) \operatorname{erf} \left(\frac{Z_c}{\sqrt{4\tau}} \right) \right] \right\}. \quad (\text{A.31})$$

Esta equação pode ser resolvida numericamente. Woods, *et al.*, 2003, resolveram (A.31) para o caso particular de $\alpha = 1$, onde esta equação se reduz a:

$$\frac{\partial C}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 C}{\partial Z_c^2} - C \left[C - \operatorname{erf} \left(\frac{Z_c}{\sqrt{4\tau}} \right) \right] \quad (\text{A.32})$$

Marchesin *et al.* desenvolveram uma solução aproximada para o sistema (A.21)-(A.22) introduzindo uma nova variável (w) definida como:

$$w = \frac{(C + Y_\alpha)}{2}, \quad (\text{A.33})$$

obtem-se do sistema (A.21)-(A.22):

$$\frac{\partial w}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 w}{\partial Z_c^2} - \alpha(w^2 - h^2), \quad (\text{A.34})$$

onde as condições iniciais ficam:

$$\tau = 0: \begin{cases} w = \frac{1}{2\alpha}; & Z_c < 0 \\ w = \frac{1}{2}; & Z_c > 0. \end{cases} \quad (\text{A.35})$$

Considerando o caso particular de $\alpha = 1$, Marchesin *et al.* compararam a solução analítica (A.28) com resultados numéricos obtidos com o método de Crank-Nicolson e obtiveram ótima concordância, validando o método numérico, que por sua vez pôde ser utilizado para resolver a equação (A.34).

Para este caso particular, foi proposta uma aproximação de baixo custo computacional que permite estimar o valor das concentrações C e Y sem ter que resolver numericamente a equação (A.34), sendo necessário apenas conhecer a solução analítica da equação (A.24).

Portanto, o problema consiste basicamente em se estimar w a partir de h em um dado instante de tempo.

Uma aproximação que apresentou resultados satisfatórios no intervalo de tempo estudado $0 < \tau \leq 150$ é a seguinte:

$$\tilde{w}(Z_c, \tau) = \sqrt{\delta(\tau) + [1 - 4\delta(\tau)]h^2(Z_c, \tau)}, \quad (\text{A.36})$$

$$\text{onde, } \delta(\tau) = \frac{0.4}{1.8 + \tau}. \quad (\text{A.37})$$

Na Figura 18 são apresentados os gráficos da solução aproximada (A.36), para sete instantes de tempo calculada no intervalo $-100 \leq Z_c \leq 100$, para o caso particular de $\alpha = 1$.

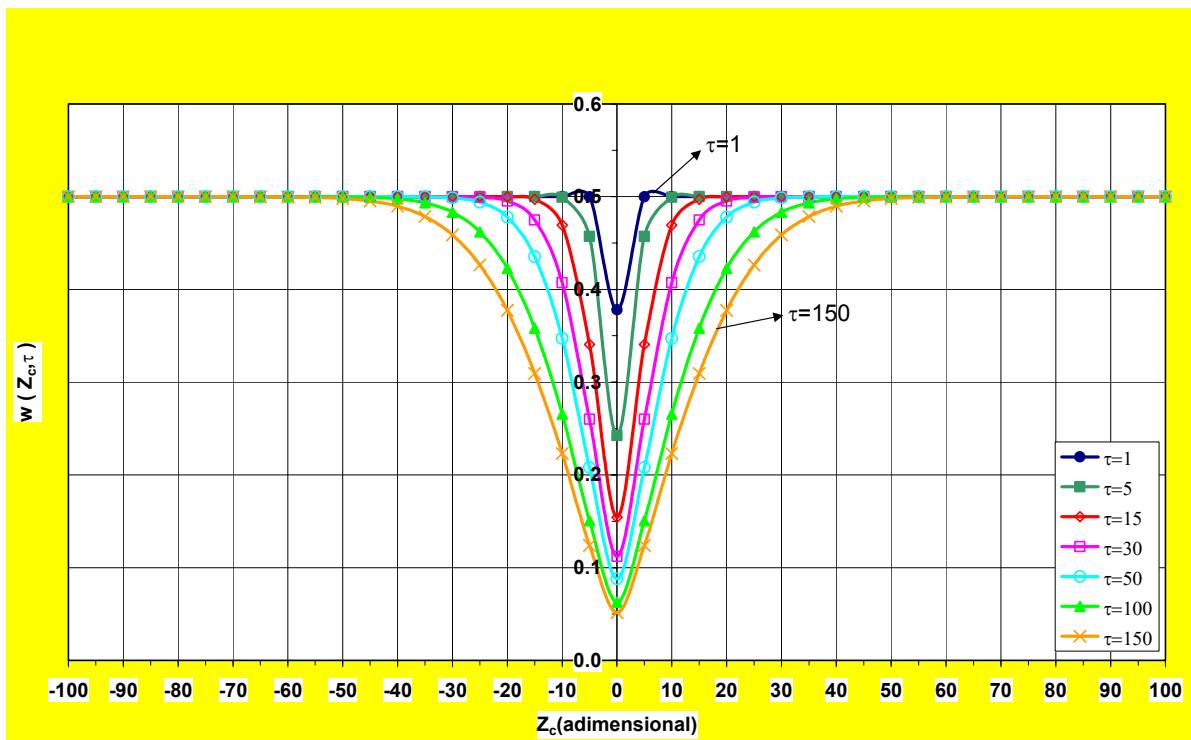


Figura 18: Solução aproximada da equação (A.34) para reservatório infinito, em sete instantes de tempo distintos, mostrada no intervalo $-100 \leq Z_c \leq 100$.

Uma vez obtida a solução do sistema (A.21)-(A.22), a solução do sistema original é facilmente encontrada, bastando para isso efetuar a mudança de variáveis inversas à (A.23) e (A.33). Isto é,

$$C = w + h, \quad Y_\alpha = w - h. \quad (\text{A.38})$$

Na Figura 19 é apresentada a solução do sistema original em sete instantes de tempo, para o caso particular $\alpha = 1$.

Uma vez obtida esta solução para o caso particular, na volta para o sistema original, através das mudanças inversas de variáveis foi levado em consideração o caso mais geral, qualquer valor de α , através da multiplicação da curva de Y_α por $1/\alpha$ para atender à condição de contorno (A.19).

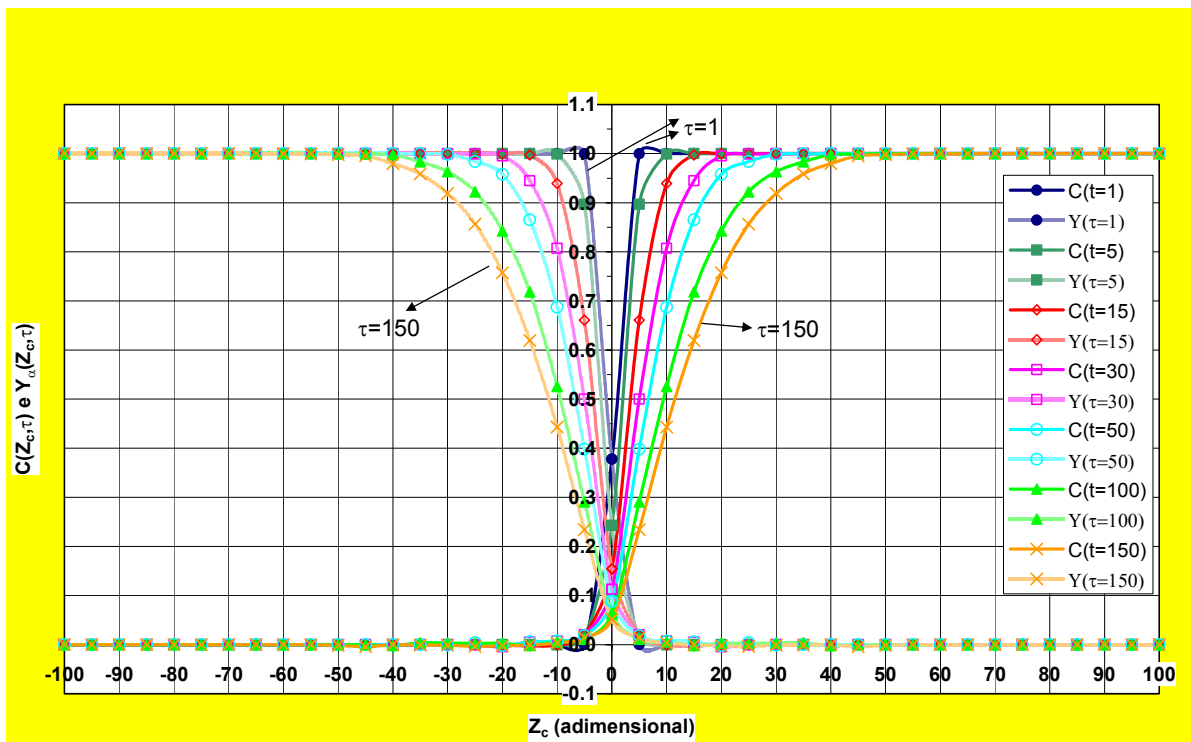


Figura 19: Solução final do sistema (A-21)-(A-22) para as curvas de concentração de bário e sulfato adimensionais.

Apêndice B: Modelagem Simplificada de Linhas de Fluxo Para a Caracterização da Heterogeneidade do Reservatório a Partir do Histórico de Concentração de Traçador Durante um Processo de Injeção de Água.²¹

Seja o esquema de injeção mostrado na Figura 20, onde se injeta água com traçador com uma concentração constante em um reservatório saturado com água e mede-se a concentração *versus* tempo no poço produtor.

As hipóteses assumidas, para este caso, são:

- ✓ reservatório constituído por tubos de fluxo equivalentes, isto é, de mesmo comprimento;
- ✓ tubos de fluxo ordenados em ordem decrescente de permeabilidades;
- ✓ tubos isolados entre si;
- ✓ tubos homogêneos;
- ✓ curvas de permeabilidades relativas iguais em todas os tubos;
- ✓ o traçador não reage com a rocha e nem com os fluidos.

Deseja-se obter a curva de distribuição da permeabilidade $k(z)$ a partir da curva de concentração obtida no poço produtor.

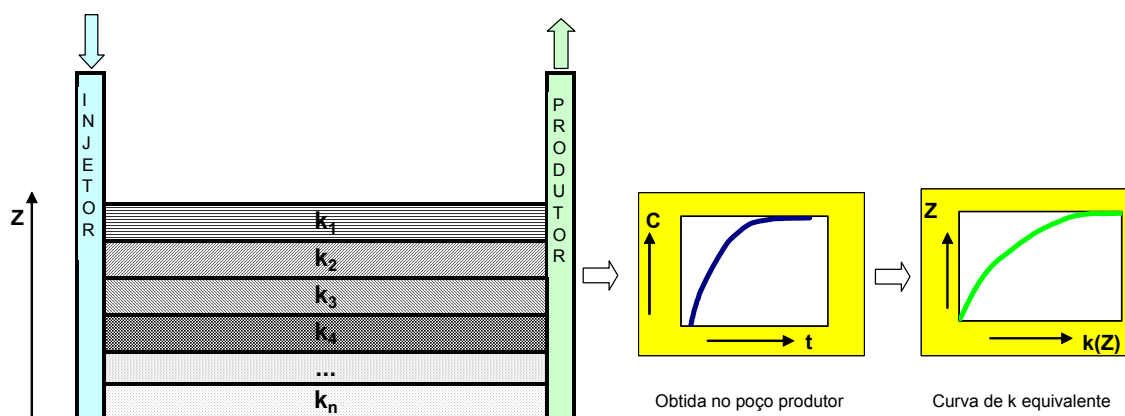


Figura 20: Esquema de injeção hipotético.

Através da lei de Darcy, pode-se obter a velocidade (v_x) da frente de propagação para cada camada:

²¹ Baseado no Projeto de Graduação “Caracterização da Heterogeneidade de Reservatório a partir da História de Produção durante a Injeção de Água”, Corrêa, F.S., 2001, LENEP/UENF.

$$v_x(z) = \frac{k(z)}{\mu} * \frac{\Delta p}{L}. \quad (\text{B.1})$$

Neste caso, considera-se que ela flui apenas horizontalmente e sem efeitos gravitacionais.

Onde,

- ✓ $v_x(z)$ é a velocidade de fluxo;
- ✓ $k(z)$ é a função de distribuição da permeabilidade;
- ✓ μ é a viscosidade dinâmica (água + traçador);
- ✓ Δp é a diferença de pressão entre o poço injetor e o produtor;
- ✓ L é a distância entre o poço injetor e o produtor.

Tem-se que a velocidade $v_x(z)$ e a permeabilidade $k(z)$ variam somente com z e que, para um dado valor de z , a velocidade $v_x(z)$ é constante.

Assumiu-se que os tubos são colocados em ordem decrescente de permeabilidades. Porém, a mudança da ordem destes tubos não altera a função $k(z)$, que é uma função densidade de distribuição da permeabilidade e não a distribuição vertical da permeabilidade.

A velocidade da frente de propagação do traçador pode, também, ser dada por :

$$v_x(z) = \frac{x(z) * \phi}{t(z)}. \quad (\text{B.2})$$

Tomando-se como referencial o poço produtor, temos que $x(z) = L$. Neste caso, o tempo passa a ser o tempo de *breakthrough*.

Igualando-se (B.1) com (B.2), fica-se com a seguinte equação:

$$k(z) = \frac{\phi * \mu * L^2}{\Delta p * t(z)}. \quad (\text{B.3})$$

Juntando-se as constantes numa única constante, vem:

$$A = \frac{\phi^* \mu^* L^2}{\Delta p} \quad (\text{B.4})$$

então, substituindo-se (B.4) em (B.3) obtém-se uma expressão simplificada para $k(z)$:

$$k(z) = \frac{A}{t(z)}. \quad (\text{B.5})$$

Antes do *breakthrough* da água injetada, a concentração do traçador medida no poço produtor é zero. Após o *breakthrough*, a concentração de traçador pode ser calculada dividindo-se o fluxo de água com traçador, no poço produtor, pelo fluxo total (Figura 21).

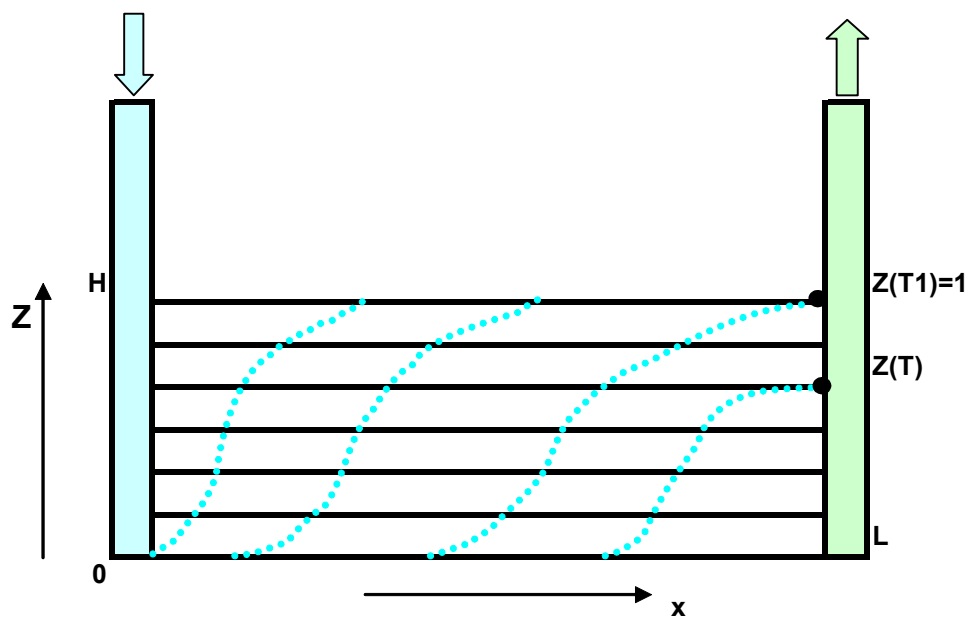


Figura 21: Esquema mostrando a frente de concentração para um reservatório hipotético estratificado .

$$c(t) = \frac{\int_0^{z(t)} k(z) dz}{\int_0^H k(z) dz}, \quad (\text{B.6})$$

onde, H é a espessura do reservatório (ou seja, é o valor máximo de z , que é medido a partir de uma certa referência. No nosso caso, a referência considerada é a base do reservatório, onde $z = 0$).

A equação (B.6) é a solução do problema direto, onde, dado o sistema (no caso o reservatório com as suas heterogeneidades conhecidas, $k(z)$), se obtém a concentração do traçador em função do tempo na saída (poço produtor).

O problema inverso consiste em se obter $k(z)$ a partir da curva de concentração com o tempo, observada no poço produtor.

A permeabilidade média (k_0) é por definição:

$$k_0 = \frac{\int_0^H k(z) dz}{H}. \quad (\text{B.7})$$

Substituindo (B.7) em (B.6), obtém-se:

$$c(t) = \frac{\int_0^{z(t)} k(z) dz}{k_0 * H} = \frac{\int_0^{z(t)} \frac{k(z)}{k_0} dz}{H}, \quad (\text{B.8})$$

Introduzindo-se as seguintes variáveis adimensionais:

$$\bar{K}(z) = \frac{k(z)}{k_0}. \quad (\text{B.9})$$

$$Z = \frac{z}{H}, \quad (\text{B.10})$$

resulta:

$$c(t) = \int_{Z(t)}^1 \bar{K}(Z) dZ. \quad (\text{B.11})$$

A concentração é uma função de Z , que por sua vez é uma função do tempo: $c(t) = c[Z(t)]$.

Derivando-se $c(t)$ em função de t e utilizando-se a regra da cadeia, conforme mostrado abaixo, chega-se à equação (B.12):

$$\frac{dc(t)}{dt} = \frac{dc}{dZ} * \frac{dZ}{dt}.$$

$$\text{De (B.11): } \frac{dc}{dZ} = -\bar{K}(Z)$$

$$\frac{dc(t)}{dt} = -\bar{K}(Z) * \frac{dZ}{dt} \quad (\text{B.12})$$

Substituindo-se (B.5) em (B.9), vem:

$$\bar{K}(z) = \frac{A}{k_0 * t}. \quad (\text{B.13})$$

Substituindo-se (B.13) em (B.12) e integrando-se ambos os lados de t_{bt} (tempo de *breakthrough*) até t , tem-se:

$$\int_{t_{bt}}^t t * \frac{dc(t)}{dt} dt = -\frac{A}{k_0} \int_{Z(t_{bt})}^{Z(t)} dZ = -\frac{A}{k_0} [Z(t_{bt}) - Z(t)],$$

$$Z(t) = Z(t_{bt}) - \frac{k_0}{A} * \int_{t_{bt}}^t t * \frac{dc}{dt} dt. \quad (\text{B.14})$$

$$Z(t) = 1 - \frac{k_0}{A} * \int_{t_{bt}}^t t * \frac{dc}{dt} dt. \quad (\text{B.15})$$

Conhecendo-se a derivada da curva de concentração $\left(\frac{dc}{dt}\right)$ a partir dos dados de produção, encontra-se uma expressão para $Z(t)$. E $k(Z)$ é obtida através da equação (B.5).

Com isto, obtém-se a curva de distribuição de permeabilidades.

Apêndice C: Extensão da Teoria de Buckley e Leverett.²²

A teoria convencional de B&L para um deslocamento linear unidimensional é baseada na equação de conservação de massa e do fluxo fracionário:

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial U_w}{\partial x} = 0 \quad (\text{C.1})$$

$$f_w = \frac{U_w}{U} \quad (\text{C.2})$$

Substituindo (C.2) em (C.1), obtém-se:

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + U \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \quad (\text{C.3})$$

Mas, $f_w = f_w(S_w)$:

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + U \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} = 0 \quad (\text{C.4})$$

Sendo $S_w = S_w(x, t)$, a diferencial total pode ser escrita da seguinte forma:

$$dS_w = \frac{\partial S_w}{\partial t} dt + \frac{\partial S_w}{\partial x} dx \quad (\text{C.5})$$

$$\frac{dS_w}{dt} = \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial x} \frac{dx}{dt} \quad (\text{C.6})$$

Igualando-se (C.4) e (C.6), obtém-se a velocidade da frente de propagação com uma saturação constante, dada por:

$$V_w(S_w) = U \frac{df_w}{dS_w} \quad (\text{C.7})$$

Substituindo-se (C.7) em (C.4), vem:

²² Baseado no *paper* de Sorbie e Mackay, 2000, "Mixing of Injected, Connate and Aquifer Brines in Waterflooding and its Relevance to Oilfield Scaling".

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} = -V_w(S_w) \frac{\partial S_w}{\partial x} = 0 \quad (\text{C.8})$$

Através da teoria de B&L e Welge pode-se determinar, graficamente, a posição e a saturação da frente de avanço, para um dado instante de tempo, conforme Figura 22.

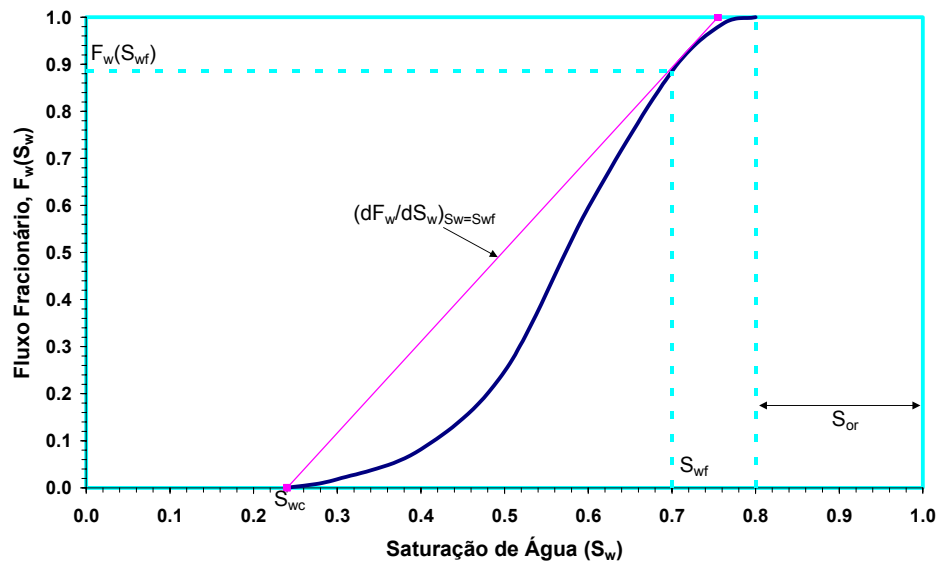


Figura 22: Curva de fluxo fracionário mostrando a frente de saturação.

A Figura 23 representa um perfil de saturação ao longo do comprimento do sistema, para um instante de tempo t .

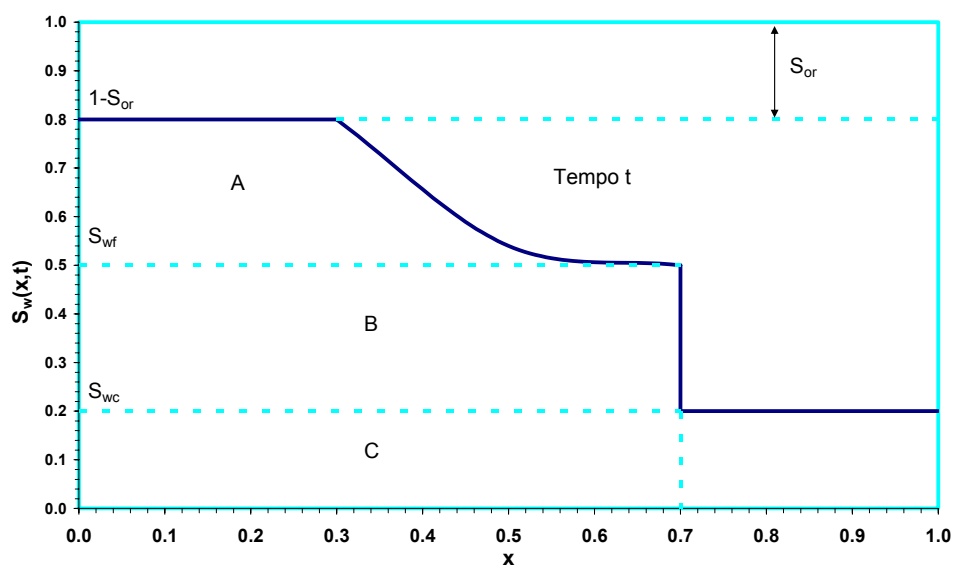


Figura 23: Perfil de saturação de água, num instante t , ao longo do comprimento do sistema.

A área $A + B + C$ representa a soma dos volumes de água injetada ($A + B$) e de água conata (C), sem nenhuma indicação de onde poderia estar a frente de avanço entre as duas águas, pois são águas com composições químicas diferentes entre si.

Como a água de injeção desloca a água conata, haverá a formação de um banco de água conata, conforme a Figura 24. Através de um balanço de materiais pode-se determinar a posição e a velocidade da frente de avanço que se forma entre a água injetada e a água conata. A área $D_2 + D_3$ na Figura 24 será igual à área E_1 desde que a água conata (E_1) foi deslocada para o banco de água conata. O volume de água total injetada num instante t é dado pelas áreas $E_1 + E_2 + E_3$.

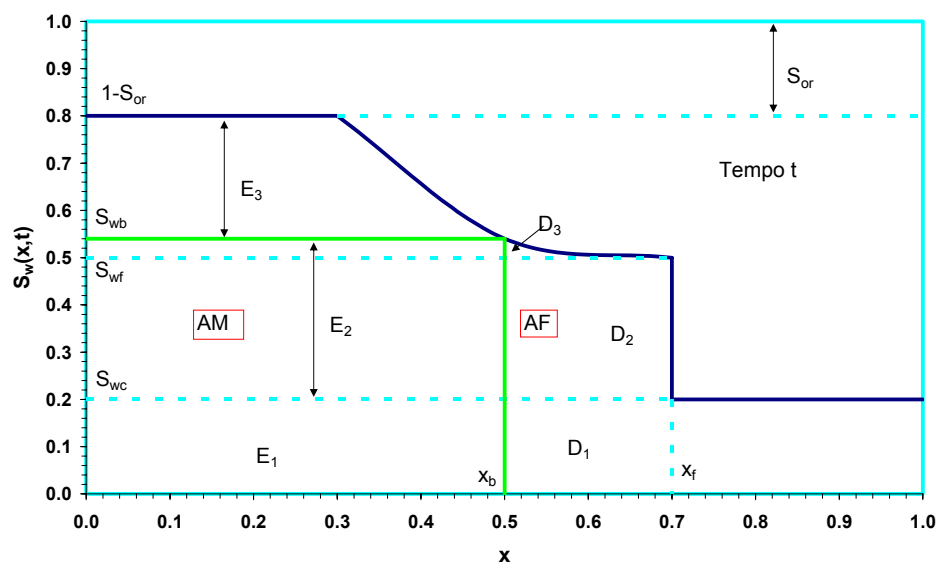


Figura 24: Perfil de saturação, num instante t , mostrando a formação do bando de água conata.

Sorbie e Mackay (2000) demonstram que, utilizando estas áreas e expressando na forma gráfica de Welge, a posição da frente de avanço entre as duas águas é obtida, graficamente, pela tangente à curva de fluxo fracionário que passa pela origem, conforme a Figura 25.

Apêndice D: Fotos de Incrustação de Sulfato de Bário dentro da Coluna de Produção



Livros Grátis

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

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

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

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

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