

DETERMINAÇÃO DE CLASSES DE PERMEABILIDADE RELATIVA DE
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO
HEURÍSTICO ASSOCIADO A MÉTODO DE AGRUPAMENTO

André Luiz Martins Compan

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Orientadores: Gustavo Cesar Rachid Bodstein
Paulo Couto

Rio de Janeiro
Agosto de 2015

DETERMINAÇÃO DE CLASSES DE PERMEABILIDADE RELATIVA DE
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO
HEURÍSTICO ASSOCIADO A MÉTODO DE AGRUPAMENTO

André Luiz Martins Compan

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA MECÂNICA.

Examinada por:

Prof. Gustavo Cesar Rachid Bodstein, Ph.D.

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Prof. Carolina Palma Naveira Cotta, D.Sc.

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura, Ph.D.

Prof. Marcio da Silveira Carvalho, Ph.D.

Dr. Rodrigo Surmas, D.Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO DE 2015

Compan, André Luiz Martins

Determinação De Classes De Permeabilidade Relativa De Reservatórios De Petróleo Utilizando Processo De Otimização Heurístico Associado A Método De Agrupamento/ André Luiz Martins Compan. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XXV, 175 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Gustavo Cesar Rachid Bodstein

Paulo Couto

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Mecânica, 2015.

Referências Bibliográficas: p.142-150.

1. Otimização. 2. Método de Agrupamento. 3. Permeabilidade Relativa. 4. Classificação de Rochas. 5. Rocktyping. I. Gustavo Cesar Rachid Bodstein *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Mecânica. III. Título.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

DETERMINAÇÃO DE CLASSES DE PERMEABILIDADE RELATIVA DE
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO
HEURÍSTICO ASSOCIADO A MÉTODO DE AGRUPAMENTO

André Luiz Martins Compan

Agosto/2015

Orientadores: Gustavo Cesar Rachid Bodstein

Paulo Couto

Programa: Engenharia Mecânica

Este trabalho desenvolve uma metodologia de obtenção de classes representativas para curvas de permeabilidade relativa de meios porosos oriundos de reservatórios de petróleo. Através de técnicas de agrupamento é possível obter grupos em função de correlações dos seus elementos em um espaço n -dimensional de grandezas físicas que caracterizam o meio poroso. O método de otimização é utilizado para deformar o espaço de características do meio poroso e obter classes representativas tais que minimizem a dispersão do conjunto de curvas de permeabilidade relativa. A determinação das classes de rocha se completa com a definição das curvas representativas de cada grupo em conjunto com o intervalo de confiança destas curvas utilizando métodos estatísticos. Não existe na literatura nenhuma metodologia que acople métodos de agrupamento com métodos de otimização avaliados em espaços diferentes. Esta proposta é fundamental quando o agrupamento deve ser realizado em relação a um conjunto de parâmetros e os grupos formados devem ter a dispersão minimizada em relação a outro conjunto de parâmetros. A metodologia proposta foi aplicada em um conjunto de curvas sintéticas e a um conjunto de curvas reais apresentando resultados expressivamente melhores que os resultantes da utilização de metodologias tradicionais.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

PETROLEUM RESERVOIR RELATIVE PERMEABILITY ROCK TYPING THROUGH
CLUSTERING COMBINED WITH HEURISTIC OPTMIZATION

André Luiz Martins Compan

August/2015

Advisors: Gustavo Cesar Rachid Bodstein
Paulo Couto

Department: Mechanical Engineering

This work presents a method to determine relative permeability classes (rocktypes). The method associates clustering methods, that are able to classify elements according to its correlation in a n -dimensional space of characteristics, with an optimization process, used to deform the space of characteristics until the clusters become representative classes with minimal spread of relative permeability curves. To complete the rocktypes definition, is presented a statistical methodology to define characteristic relative permeability curves and its confidence interval. The association of a clustering method with a optimization process evaluated in two different vectorial spaces is a innovative methodology. This proposal is necessary when the clustering has to be made using a set of parameters, but it is important to reduce the dispersion of a second set of parameters. This methodology have been applied to a synthetic set and a real set of of relative permeability curves with clear improavement over traditional rocktyping methods.

*À minha família aqui e acolá;
a de ontem, a de hoje e a de sempre.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus. Deus que me deu tudo o que eu tenho e que levou de volta o que era preciso. Deus que continua me dando apoio dia a dia, diretamente ou através dos seus outros filhos, deste ou do outro lado, que nos trazem amparo, conhecimento e amor.

Agradeço a minha querida amiga Patrícia Oliva, com quem eu tive a honra e o prazer de conviver por sete anos da minha vida. Sete anos de muita alegria e crescimento. Um período que chegou ao fim e que mudou os rumos da minha vida e por isso serei eternamente grato.

Sou grato a meus pais que me ajudaram financeiramente com todas as dificuldades que uma família de poucas posses pode ter para criar e educar os filhos até a faculdade. Agradeço a minha mãe que me educou no meio de muitos turbilhões, me deu caráter e me indicou o caminho moral a seguir.

Agradeço a minha nova amiga e querida companheira Cândida de Jesus, que me encontrou em um momento difícil de transição e me deu apoio para seguir em frente. Chegou para crescermos juntos, para aprendermos juntos a verdade que nos faz melhores e mais felizes.

Também agradeço aos meus grandes amigos, amigos que eu encontrei nesta vida e que eu fiz questão de manter perto. Um grupo pequeno de pessoas que tem uma grande importância na minha vida.

Ao grupo com o qual trabalho na Petrobras, cujo esforço se baseia em grande parte este trabalho e do qual me orgulho de fazer parte. Grupo este que me traz no dia a dia alegrias e desafios, mas nunca tristeza.

Não tenho como esquecer o início deste projeto, em uma conversa com Marcelo Crotti e Inés Labayén sobre o uso de dendogramas para a classificação de dados. Tenho que agradecer não só a introdução que devo a eles no assunto, mas também ao código de agrupamento hierárquico que deu início ao código utilizado nesta tese.

Corporativamente também é importante agradecer à Petrobras pelo estímulo ao desenvolvimento científico de seus profissionais e do país, bem como à UFRJ, e especificamente à COPPE, cujas contribuições para a ciência e tecnologia do país e do mundo

são inegáveis. Ambas as entidades são responsáveis diretas pela contribuição deste texto ao conhecimento humano.

Finalmente, agradeço ao meu orientador, prof. Gustavo Bodstein, que trouxe muitos benefícios a este trabalho através do seu conhecimento em escoamento e pela sua organização e retidão. Não menos importante, o meu coorientador, prof. Paulo Couto, trouxe o equilíbrio necessário contribuindo com o seu conhecimento de meios porosos e reservatórios. A integração entre orientador e coorientador foi fundamental para a qualidade do texto final resultante deste trabalho de pesquisa.

“From time immemorial, man has desired to comprehend the complexity of nature in terms of as few elementary concepts as possible”

Abdus Salam

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	Introdução	1
1.1	Contextualização.....	1
1.1.1	Avaliação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo	1
1.1.2	Caracterização do Reservatório	4
1.1.3	Permeabilidade relativa	9
1.2	Objetivos.....	22
1.3	Metodologia.....	25
1.4	Organização do texto.....	26
CAPÍTULO 2	Revisão Bibliográfica	29
2.1	Definição de Classes de Rocha na Avaliação de Reservatórios.....	29
2.1.1	<i>Rocktyping</i> Básico (Classificação “petro-geológica”)	32
2.1.2	<i>Rocktyping</i> Especial (Classificação em “Grupos Petrofísicos”) e “ <i>dynamic rocktyping</i> ”	37
2.2	Técnicas de Agrupamento.....	40
2.2.1	Agrupamento Hierárquico	42
2.2.2	Agrupamento Particional	50
2.2.3	Agrupamento por minimização de distâncias ou outras correlações	52
2.2.4	Aplicação de técnicas de agrupamento na indústria de Petróleo	55
2.3	Técnicas de Otimização.....	56
2.3.1	Tipos de Otimização	56
2.3.2	Utilização de otimização para determinação de agrupamentos	59
2.3.3	Recozimento Simulado (<i>Simulated Annealing, SA</i>)	60
2.4	Reconhecimento de Padrões por Redes Neurais.....	61
2.4.1	Aprendizagem Supervisionada	62
2.4.2	Mapas auto organizáveis (<i>SOM – Self Organizing Maps</i>)	63
2.4.3	Aprendizagem por reforço (<i>AR</i>)	66
2.4.4	Utilização de Redes Neurais para determinação de agrupamentos na indústria do petróleo	68
CAPÍTULO 3	Metodologia de determinação de classes de rocha relacionadas à permeabilidade relativa	70
3.1	Motivação.....	70
3.2	Espaços vetoriais de agrupamento e de avaliação da dispersão.....	72
3.3	Proposta de Metodologia.....	75
3.3.1	Agrupamento de amostras semelhantes otimizado para a minimização da dispersão de permeabilidade relativa	79
3.3.2	Definição dos parâmetros de dispersão e parâmetros de agrupamento	82

3.3.3	Medição da dispersão	86
3.3.4	Avaliação de Informações de rótulo (informações não-numéricas)	92
3.3.5	Determinação das curvas representativas e dos intervalos de confiança	95
3.3.6	Regras de Aplicação ao modelo geológico	104
CAPÍTULO 4 Resultados		111
4.1	Verificação.....	111
4.2	Avaliação de um conjunto real de dados	120
4.3	Aplicação em modelo de simulação	124
CAPÍTULO 5 Discussões: Cuidados e Problemas		133
5.1	Agrupamento induzido pela amostragem e caracterização estratificada	133
5.2	Utilização de um mesmo parâmetro nos espaços de agrupamento e dispersão	133
5.3	Tratamento de pontos isolados (<i>outliers</i>).....	134
5.3.1	Manutenção ou remoção de <i>outliers</i>	134
5.3.2	A avaliação da dispersão de grupos unitários	135
5.4	Determinação de curvas de permeabilidade relativa limítrofes do intervalo de confiança em grupos pequenos	136
CAPÍTULO 6 Conclusões		138
CAPÍTULO 7 Trabalhos Futuros		140
Referências Bibliográficas		142
APÊNDICE A Dados e resultados dos conjuntos testados		151
APÊNDICE B Cálculo da distância entre centroides dos grupos		153
APÊNDICE C Escoamento em meios porosos		156
	A Lei de Darcy.....	156
	A Lei de Darcy para escoamentos monofásicos	156
	A extensão da Lei de Darcy para escoamentos multifásicos	161
	A equação da Difusividade	162
	Simulação de Escoamento em Reservatórios	166
APÊNDICE D Dedução da Lei de Darcy a partir da Equação de Navier-Stokes		169
APÊNDICE E Especificações		173
Anexo A – Índice Remissivo		174

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1 – Modelo geológico gerado em software comercial utilizando geoestatística baseada na inferência sobre a formação do reservatório e nas informações adquiridas dos poços perfurados. Fonte: SCHLUMBERGER (2012).2
- Figura 1.2 – Modelo tradicional de gerenciamento de reservatório. Modificado de KLEIN (2002).3
- Figura 1.3 – Modelo flexível de gerenciamento de reservatório. Modificado de KLEIN (2002).3
- Figura 1.4 – Escalas e Representatividade na avaliação de reservatórios. *Comparação entre as diversas ferramentas de caracterização (em azul) com as escalas de reservatório e células do modelo do reservatório (em verde), em valores médios.* Modificado de SOLANO *et al.* (2013).4
- Figura 1.5 – Processo de caracterização do reservatório para a simulação do escoamento. *As setas em preto indicam o processo onde se insere a metodologia proposta neste trabalho.* Fonte: Elaborada pelo autor6
- Figura 1.6 – Exemplo sintético de Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo. *As curvas são apresentadas geralmente em pares que representam a permeabilidade de um único meio poroso aos dois fluidos móveis presentes.* Fonte: Elaborada pelo autor10
- Figura 1.7 – Deformação da curva de permeabilidade relativa em função da estratificação do meio poroso. *A curva em traço contínuo é a curva obtida da simulação do meio poroso estratificado (à esquerda) em função da saturação média deste meio.* Modificado de HEARN (1971).16
- Figura 1.8 – Homogeneidade do meio poroso. *Mesmo meios porosos visualmente homogêneos são intrinsecamente heterogêneos. A caracterização de cada ponto deste meio poroso pode resultar em propriedades distintas.* Fonte: Imagem cedida pela Petrobras.17
- Figura 1.9 – Incorporação de incertezas do processo de determinação de classes de rocha. *As setas em preto indicam o processo onde se insere a metodologia proposta neste trabalho.* Fonte: Elaborada pelo autor20
- Figura 1.10 – Fases de tratamento de dados e “*upscaling*” para utilização das propriedades petrofísicas (em especial as curvas de permeabilidade relativa) na simulação de escoamento. *Em destaque a fase que é objetivo deste trabalho.* Fonte: Elaborada pelo autor23
- Figura 2.1 – Processos de gênese e uso do *rocktypes (RT)*. *A seta pontilhada mais clara indica o uso de informações de permeabilidade relativa na gênese do RT, no caso do rocktyping dinâmico, mas esta informação não fará parte do conjunto de propriedades que definem o RT.* Fonte: Elaborada pelo autor30

Figura 2.2 – Correlações entre S_{wi} e k_{abs} para os <i>rocktypes</i> (RT) da avaliação 425. As linhas representam as regressões lineares do conjunto de dados de cada grupo. Fonte: Elaborada pelo autor.....	32
Figura 2.3 – Agrupamentos e relações entre porosidade e permeabilidade. Modificado de CHEHRAZI e REZAEI (2012)	34
Figura 2.4 – Gráfico de Lorenz estratificado, <i>SMLP</i> . À direita, camadas em profundidade, apenas para mostrar que o gráfico de Lorenz é plotado em ordem estratigráfica e não reflete a espessura das camadas, mas as suas capacidades de fluxo (em função das suas capacidades de armazenamento). Gráficos modificados de GUNTER <i>et al.</i> (1997).	36
Figura 2.5 – Gráfico de Lorenz Modificado, <i>MLP</i> . À esquerda, camadas em profundidade. Gráficos modificados de GUNTER <i>et al.</i> (1997).	37
Figura 2.6 – Comparação entre os processos de definição tradicional do <i>rocktype</i> e do <i>dynamic rocktyping</i> . Fonte: Elaborada pelo autor	39
Figura 2.7 – Agrupamento por proximidade no espaço n -dimensional (neste caso, para facilitar a representação gráfica, bidimensional) de parâmetros de agrupamento. Fonte: Elaborada pelo autor.....	40
Figura 2.8 – Processo de agrupamento hierárquico WPGMC (lado esquerdo de cada coluna) e o respectivo dendograma (lado direito de cada coluna) de um espaço bidimensional de parâmetros com seis indivíduos. Fonte: Elaborada pelo autor..	43
Figura 2.9 – Dendograma do agrupamento WPGM de 24 amostras. Fonte: Elaborada pelo autor.	45
Figura 2.10 – Fluxograma do algoritmo de agrupamento por k -médias.	51
Figura 2.11 – Agrupamento de um conjunto de dados (a), por k -médias, (b) , e por EM (<i>expectation-maximization</i>), (c). Fonte: http://en.wikipedia.org/wiki/K-means_clustering - último acesso: 20/07/2015.....	52
Figura 2.12 – Resultados da técnica de agrupamento proposta por MOK <i>et al.</i> (2012). À esquerda três grupos gerados a partir de um conjunto de 889 dados. À direita, 2 grupos determinados a partir de um conjunto de 2298 dados. Fonte: (Mok, et al., 2012).....	53
Figura 2.13 – Resultados da técnica de agrupamento buscando proximidade de pontos em relação ao FZI. Agrupamento hierárquico com critério de ligação WPGMA buscando minimizar dispersão de FZI apresentado entre os resultados no Capítulo 4. Fonte: Elaborada pelo autor.....	54
Figura 2.14 – Fluxograma do algoritmo de recozimento simulado.....	61
Figura 2.15 – Diagrama de um sistema de aprendizado supervisionado. Adaptado de HAYKIN (2001).....	62

Figura 2.16 – Correlações entre o espaço de entrada e o espaço de saída no método SOM. Adaptado de HAYKIN (2001)	63
Figura 2.17 – Exemplo de inicialização de Mapa Auto Organizável. Em azul a estrutura dos neurônios no espaço de saída, em vermelho a imagem dos neurônios no espaço de entrada, isto é, o valor dos pesos dos neurônios como coordenadas no espaço de entrada. Fonte: Elaborada pelo autor.	64
Figura 2.18 – Exemplo de Processo de Organização do Mapa Auto Organizável. Fonte: Elaborada pelo autor.	65
Figura 2.19 – Fluxo de informação entre os componentes do processo de aprendizado por reforço. Linhas finas representam caminhos restritos a passagem de escalares. Adaptado de SUTTON (1984).....	67
Figura 3.1 – Representação bidimensional e tridimensional de amostras de rocha mostrando que pontos razoavelmente próximos em uma representação bidimensional do espaço podem ser significativamente distantes em uma representação ampliada para um espaço tridimensional. Fonte: Elaborada pelo autor.....	72
Figura 3.2 – Propriedades do meio poroso que podem ou não ser usadas na definição dos espaços de agrupamento e dispersão. Fonte: Elaborada pelo autor.....	75
Figura 3.3 – Relação entre agrupamento no espaço de parâmetros de agrupamento e parâmetros de dispersão. Não há garantias que um bom agrupamento no espaço dos parâmetros escolhidos para determinar os agrupamentos será um agrupamento que minimize a dispersão das curvas de permeabilidade relativa, isto é, seja um bom agrupamento no espaço de parâmetros de dispersão. Fonte: Elaborada pelo autor.....	80
Figura 3.4 – Fluxograma do método de Rocktyping via agrupamento otimizado. Fonte: Elaborada pelo autor.....	81
Figura 3.5 – Pontos utilizados como parâmetros de dispersão (parâmetros de forma). As curvas são razoavelmente bem representadas por estes pontos de amarração. Fonte: Elaborada pelo autor.....	84
Figura 3.6 – Curvas medidas (em azul claro) e curvas geradas como média representativa (curva preta contínua) e como limites do intervalo do intervalo de confiança (pretas descontínuas) Fonte: Elaborada pelo autor.....	89
Figura 3.7 – Variação da função de penalização em função do parâmetro de penalização a. Fonte: Elaborada pelo autor.....	91
Figura 3.8 – Representação de dados não-numéricos no espaço. À esquerda, a cada rótulo é estipulado um valor escalar, resultando em distâncias distintas entre os diversos rótulos, por exemplo, a fácies A3 é mais distante da fácies A1 que da fácies A2. À direita, a representação é realizada em dimensões adicionais e todos os rótulos são equidistantes. Fonte: Elaborada pelo autor.	93

- Figura 3.9 – Correlação entre S_{wi} e S_{or} nos agrupamentos (*rocktypes*). Apesar do baixo coeficiente de correlação (R^2) é possível perceber uma tendência de redução do S_{or} com o aumento do S_{wi} . Fonte: Elaborada pelo autor. 98
- Figura 3.10 – Utilização das curvas extremas de forma independente como limites de incerteza. Os gráficos apresentam dois agrupamentos de um mesmo *rocktyping*, um grupo que possui muitas amostras e outro que possui poucas. Como a definição dos intervalos de confiança é afetado pelo número de amostras a apresentação destes extremos é recomendável. Fonte: Elaborada pelo autor. 99
- Figura 3.11 – Utilização das curvas relativas a meios porosos com piores e melhores fluxos fracionários como limites de incerteza. Os gráficos apresentam dois agrupamentos de um mesmo *rocktyping*, um grupo que possui muitas amostras e outro que possui poucas. Como a definição dos intervalos de confiança é afetado pelo número de amostras a apresentação destes extremos é recomendável. Fonte: Elaborada pelo autor. 101
- Figura 3.12 – Utilização do intervalo de confiança da média baseado na distribuição *t-Student* com nível de confiança de 0,75, calculado a cada ponto de saturação. No gráfico à direita, o cruzamento das curvas de permeabilidade à água (quando as curvas estão referenciadas pela permeabilidade ao óleo, no gráfico elas estão referenciadas pela permeabilidade à água) resulta na deformação das curvas limítrofes do intervalo de confiança. Fonte: Elaborada pelo autor. 103
- Figura 3.13 – Utilização do intervalo de confiança do ponto baseado na distribuição *t-Student* com nível de confiança de 0,75, calculado a cada ponto de saturação. No gráfico à direita, o cruzamento das curvas de permeabilidade à água (quando as curvas estão referenciadas pela permeabilidade ao óleo, no gráfico elas estão referenciadas pela permeabilidade à água) resulta na deformação das curvas limítrofes do intervalo de confiança. Fonte: Elaborada pelo autor. 103
- Figura 3.14 – Utilização do intervalo de confiança da média baseado na distribuição *t-Student* com nível de confiança de 0,75, calculado em função da média dos desvios padrão de todos os pontos de saturação. Fonte: Elaborada pelo autor. 104
- Figura 3.15 – Esquema de exemplo da avaliação de grupos em relação a um parâmetro escalar ou em relação a uma função de imagem escalar. Fonte: Elaborada pelo autor. ... 105
- Figura 3.16 – Esquema de exemplo da avaliação de grupos em relação a uma função de imagem escalar cujos parâmetros foram otimizados. Fonte: Elaborada pelo autor. 106
- Figura 3.17 – Correlações FZI para os *rocktypes* (RT) da 445ª avaliação de agrupamentos realizada pelo programa. Fonte: Elaborada pelo autor. 107
- Figura 3.18 – Correlações k_{abs} - Φ para os *rocktypes* (RT) da avaliação 425. As linhas representam as regressões lineares do conjunto de dados de cada grupo. Fonte: Elaborada pelo autor. 108
- Figura 3.19 – Malha de Voronoi construída por Triangulação de Delaunay dos centroides dos grupos em um exemplo em um espaço bidimensional de parâmetros de

agrupamento. <i>Exemplo de definição de região de controle dos grupos.</i> Fonte: Elaborada pelo autor.	109
Figura 3.20 – Definição de pertinência das células aos grupos (<i>rocktypes</i>). Cada célula (representada pela estrela) tem a sua pertinência avaliada pela mesma técnica de agrupamento utilizada originalmente para a determinação dos grupos. No exemplo da figura, pela mínima distância ao centroide do grupo. Fonte: Elaborada pelo autor.	110
Figura 4.1 – Curvas de permeabilidade relativa geradas aleatoriamente a partir de correlações com dados petrofísicos. Fonte: Elaborada pelo autor.	114
Figura 4.2 – Comparação dos grupos definidos no conjunto de dados sintetizados pelo método <i>FZI</i> (inferior, esquerda), Agrupamento <i>UPGMA</i> sem otimização (inferior, centro) e Agrupamento <i>UPGMA</i> com otimização (inferior, direita) com os grupos gerados originalmente (gráfico superior). Fonte: Elaborada pelo autor.	117
Figura 4.3 – Grupos definidos no conjunto de dados sintetizados pelo método <i>FZI</i> (esquerda), Agrupamento <i>UPGMA</i> sem otimização (centro) e Agrupamento <i>UPGMA</i> com otimização (direita) – Gráficos individuais. Grupo 1: Primeira linha, Grupo 2: Segunda linha, Grupo 3: Terceira linha, Grupo 4: Quarta linha. As curvas pretas indicam os cenários limítrofes: curva média (preta contínua); otimista (pontilhada) e pessimista (traço-ponto). Os grupos unitários não têm avaliação do intervalo de confiança. Fonte: Elaborada pelo autor.	119
Figura 4.4 – Curvas de permeabilidade relativa de reservatório real. Fonte: Elaborada pelo autor.	120
Figura 4.5 – Grupos definidos pelo método de agrupamento <i>WPGMA</i> usando como parâmetro de agrupamento o <i>FZI</i> (à esquerda) usando o <i>FZI</i> + Litofácies (no centro) e <i>FZI</i> + Litofácies com otimização (à direita). Fonte: Elaborada pelo autor.	121
Figura 4.6 – Grupos definidos pelo método de agrupamento <i>WPGMA</i> usando como parâmetro de agrupamento o <i>FZI</i> (à esquerda) usando o <i>FZI</i> + Litofácies (no centro) e <i>FZI</i> + Litofácies com otimização (à direita). Fonte: Elaborada pelo autor.	122
Figura 4.7 – Esquema <i>five-spot</i> e recorte utilizado na simulação. Fonte: Elaborada pelo autor.	125
Figura 4.8 – Distribuição do <i>Rocktyping</i> das células de simulação do modelo de reservatório com propriedades aleatoriamente distribuídas. As células em branco foram definidas com permeabilidade nula. Fonte: Elaborada pelo autor.	127
Figura 4.9 – Produção acumulada de água (à esquerda) e óleo (à direita) relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de <i>rocktyping</i> tradicional (<i>FZI</i>) e do modelo de <i>rocktyping</i> otimizado para um reservatório com propriedades distribuídas aleatoriamente. Fonte: Elaborada pelo autor.	128

Figura 4.10 – Modelo de reservatório <i>layer-cake</i> de baixo contraste. Fonte: Elaborada pelo autor.	128
Figura 4.11 – Produção acumulada de água (à esquerda) e óleo (à direita) relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de <i>rocktyping</i> tradicional (<i>FZI</i>) e do modelo de <i>rocktyping</i> otimizado para um reservatório <i>layer-cake</i> com baixo contraste de permeabilidade. Fonte: Elaborada pelo autor.	129
Figura 4.12 – Modelo de reservatório <i>layer-cake</i> de alto contraste. Fonte: Elaborada pelo autor.	130
Figura 4.13 – Produção acumulada de água (à esquerda) e óleo (à direita) relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de <i>rocktyping</i> tradicional (<i>FZI</i>) e do modelo de <i>rocktyping</i> otimizado para um reservatório <i>layer-cake</i> com camada <i>super-k</i> . Fonte: Elaborada pelo autor.	131
Figura 4.14 – Produções de água relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de <i>rocktyping</i> tradicional (<i>FZI</i>) e do modelo de <i>rocktyping</i> otimizado para um reservatório <i>layer-cake</i> com camada <i>super-k</i> . Fonte: Elaborada pelo autor.	131
Figura A.1 – Distância entre Pontos. Fonte: Elaborada pelo autor.	153
Figura C.1 – Esquema original do experimento de Darcy para escoamento de água em meio poroso (leito de areia filtrante). Fonte: FREEZE (1994).....	157

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Comparação do agrupamento utilizando características do modelo geológico e características das curvas de permeabilidade relativa	26
Tabela 3.1 – Comparação entre parâmetros de agrupamento e parâmetros de dispersão.	74
Tabela 4.1 – Relação entre as curvas de permeabilidade relativa e os parâmetros petrofísicos e geológicos.....	112
Tabela 4.2 – Valores médios das propriedades de cada grupo sintético.	112
Tabela 4.3 – Lista de propriedades das amostras sintéticas.	113
Tabela 4.4 – Estatística dos métodos aplicados aos dados sintetizados.....	116
Tabela 4.5 – Estatística dos métodos aplicados aos dados reais.	123
Tabela 4.6 – Características dos modelos utilizados na avaliação.	125
Tabela 4.7 – Parâmetros de simulação.	126
Tabela 4.8 – Redução da dispersão na produção em função do uso da técnica de agrupamento otimizada.....	132
Tabela A.1 – Dados de amostras e parâmetros de agrupamento e de forma (para avaliação da dispersão) utilizados nos testes apresentados neste texto.....	151
Tabela E.1 – Especificação do Hardware/Software	173

LISTA DE SIGLAS¹

AR	Aprendizado por Reforço (relativo ao aprendizado de redes neurais)
DBI	“Índice de Davies-Bouldin” (<i>Davies-Bouldin Index</i>)
DI	“Índice de Dunn” (<i>Dunn Index</i>)
DRT	“Rocktypes dinâmicos” (<i>Dynamic RockTypes</i>)
FZI	“Índice de unidade de fluxo” (<i>Flow Zone Index</i>)
HFU	“Unidade de fluxo” (<i>Hydraulic Flow Unit</i>)
KH	Capacidade de fluxo (produto da permeabilidade pela espessura da camada)
KREL	Permeabilidade relativa
LK	“ <i>Low-Knowledge Curves</i> ”
MLP	“Gráfico de Lorenz modificado” (<i>Modified Lorenz Plot</i>)
NP	Volume de óleo produzido acumulado
PCA	Análise de Componentes Principais (<i>Principal Component Analysis</i>)
PFE	Petrofísica Especial, <i>Special Core Analysis</i> (SCAL) em inglês
PG	“Grupos Petrofísicos” (<i>Petrophysical Groups</i>)
PGG	“Grupos Petrogeológicos” (<i>Petro-Geological Groups</i>)
PhiH	Capacidade de armazenamento (produto da porosidade pela espessura da camada)
PSO	Enxame de partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
RCAL	<i>Routine Core Analysis</i> (Petrofísica Básica ou Petrofísica de Rotina ²)
RQI	“Indicador de qualidade do reservatório” (<i>Reservoir Quality Indicator</i>)
RT	<i>Rocktype</i>
SA	Recozimento simulado (<i>Simulated Annealing</i>)
SCAL	<i>Special Core Analysis</i> , Petrofísica Especial ³ (PFE) em português
SLP	“Gráfico de Lorenz” (<i>Stratified Lorenz Plot</i>)

¹ Entre aspas, traduções livres.

² Denomina-se assim os ensaios realizados intensivamente, na maioria das amostras de rocha retiradas do reservatório, que são, a permeabilidade absoluta, a densidade da matriz e a porosidade efetiva.

³ Denomina-se assim os ensaios realizados especificamente em amostras representativas entre amostras de rocha retiradas do reservatório. São os principais a permeabilidade relativa e a pressão capilar.

SOM	“Mapas Auto Organizáveis” (<i>Self Organizing Maps</i>)
SRT	“Rocktypes estáticos” (<i>Static RockTypes</i>)
UPGM	“Método de agrupamento pareado não ponderado” (<i>Unweighted Pair-Groups Method</i>)
UPGMA	“Método de agrupamento pareado não ponderado e com médias aritméticas” (<i>Unweighted Pair-Groups Method with Arithmetic Averages</i>)
UPGMC	“Método de agrupamento pareado não ponderado usando centroides” (<i>Unweighted Pair-Groups Method using Centroids</i>)
VOIP	Volume de Óleo <i>In Place</i>
WPGM	“Método de agrupamento pareado ponderado” (<i>Weighted Pair-Groups Method</i>)
WPGMA	“Método de agrupamento pareado ponderado e com médias aritméticas” (<i>Weighted Pair-Groups Method with Arithmetic Averages</i>)
WPGMC	“Método de agrupamento pareado ponderado usando centroides” (<i>Weighted Pair-Groups Method using Centroids</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

Neste texto são seguidos alguns padrões para os símbolos, a saber:

- letras minúsculas, não itálicas e em negrito são usadas para identificar vetores ou campos vetoriais. Ex. \mathbf{x} ;
- quando decomposto em suas componentes o vetor não é apresentado em negrito mas em itálico. Ex. x_i é a componente i do vetor \mathbf{x} .
- letras maiúsculas duplas são usadas para tensores ou campos tensoriais de mais alta ordem que os vetores, Ex. \mathbb{T} ;
- quando for conveniente indicar ou reforçar que um símbolo está descrevendo um campo, no texto este símbolo é acompanhado do vetor \mathbf{x} , que indica a posição no campo, em parênteses. Ex. $p(\mathbf{x})$.

Símbolos

Não são listados símbolos de variáveis de integração ou somatório, variáveis de iteração, variáveis e subscritos genéricos.

A	Área transversal ao fluxo
\mathcal{A}	Espaço de saída da técnica de Kohonen
c	Compressibilidade dos fluidos
c_t	Compressibilidade total
c_f	Compressibilidade do meio poroso, também conhecida como compressibilidade da formação. Apesar do subscrito f estar sendo usado neste texto para designar “fluido”, no caso de compressibilidade decidiu-se manter a simbologia comum na literatura.
c_m	Parâmetro dependente de fatores estruturais da matriz porosa presente na determinação da força resistiva \mathbf{m}
$cov()$	Covariância
d	Distância entre dois pontos ou grupos do espaço de parâmetros
f	Fluxo fracionário, Subscrito de designação genérica de fluido

	(À exceção da compressibilidade da formação, c_f . Ver descrição de c_f)
F_S	Fator de forma (<i>shape factor</i>) do poro que influencia no escoamento no meio poroso.
g	Subscrito referente a gás
\mathbf{g}	Vetor aceleração da gravidade
G	Indicador de grupo
\mathcal{H}	Espaço de entrada da técnica de Kohonen
h, h_0	Altura da coluna de fluido (medição de pressão)
$i(\mathbf{x})$	Neurônio estimulado pelo estímulo \mathbf{x} ;
\mathbb{I}	Matriz identidade
k	Permeabilidade;
k	Número de grupos (na técnica de k -médias)
K	Constante de proporcionalidade de Darcy
\mathbb{K}	Tensor de permeabilidade
k_{abs}	Permeabilidade absoluta
k_f	Permeabilidade efetiva ao fluido f
$k_o@S_{wi}$	Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inicial ou simplesmente “permeabilidade ao óleo na saturação de água inicial”
k_r	Permeabilidade relativa
k_{REF}	Permeabilidade de referência
k_{rf_MAX}	Permeabilidade relativa máxima do fluido f
$k_{ro}@S_{wi}$	Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água inicial
$k_{rw}@S_{or}$	Permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual
k_{rx}	Ponto de permeabilidade relativa onde a permeabilidade aos dois fluidos da curva de permeabilidade relativa bifásica é igual, isto é, o cruzamento das curvas de permeabilidade relativa.
$k_w@S_{or}$	Permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual ou simplesmente “permeabilidade à água na saturação de óleo residual”
L	Comprimento percorrido pelo fluido no contínuo analisado
L_e	Comprimento equivalente: comprimento em linha reta que seria percorrido pelo fluido entre dois pontos.
L_p	Norma Minkowisk.

l	Dimensão do espaço de parâmetros de dispersão (número de parâmetros de dispersão)
m	Número de amostras no espaço
\mathbf{m}^*	Força de corpo
\mathbf{m}	Componente cisalhante, resistiva, da força de corpo
n	Dimensão do espaço de parâmetros de agrupamento (número de parâmetros de agrupamento)
n_f	Parâmetro de forma da equação de Corey para permeabilidade relativa do fluido f (geralmente água, “ a ”, óleo, “ o ”, ou gás “ g ”)
\mathbf{n}	Vetor normal à superfície do volume material
o	Subscrito referente a óleo
p	Pressão, dimensão do espaço de dispersão
\mathcal{P}	Função de perturbação dos dados no processo de otimização SA
P	Pressão piezométrica (pressão externa somada a pressão hidrostática)
P_c	Pressão capilar
Φ	Porosidade. O nome da letra grega que representa a porosidade, Φ , escrito no alfabeto latino é usado em certas situações onde este se mostra mais adequado.
q	Vazão volumétrica
r	Coefficiente de correlação de Pearson
\mathbb{R}	Espaço dos números reais
Re	Número de Reynolds
R_k	Razão entre a permeabilidade dos pontos extremos de água, $k_o@S_{wi}$, e óleo, $k_o@S_{wi}$
S	Saturação (proporção de um fluido em relação ao volume total de vazios)
\mathbb{S}	Parte anisotrópica do tensor de tensões
S_{fD}	Saturação adimensional do fluido f
S_{or}	Saturação de óleo residual
S_{om}	Saturação de óleo móvel: fração de saturação de óleo presente no meio poroso que pode ser efetivamente produzida por uma técnica específica de recuperação
S_V	Relação entre a área superficial e o volume dos poros em contato com o

	fluido
S_{wi}	Saturação de água inicial, geralmente igual a saturação de água irreduzível, a não ser na zona de transição do reservatório. Saturação de água conata, presente no reservatório antes do início da intervenção humana.
S_{wirr}	Saturação de água irreduzível
S_{wx}	Saturação de água no ponto de cruzamento das curvas de permeabilidade relativa, isto é, a saturação de água onde a permeabilidade aos dois fluidos móveis na curva de permeabilidade relativa bifásica tem a mesma permeabilidade
t	Tempo
T	Temperatura
\mathbb{T}	Tensor de tensões
$tr(\)$	Traço de um tensor
u, \mathbf{u}	Velocidade aparente do escoamento (módulo e vetor, respectivamente)
v, \mathbf{v}	Velocidade média intersticial (módulo e vetor, respectivamente)
$var(\)$	Variância
V_P	Volume poroso (volume de vazios no interior da rocha)
V_{sh}	Volume de argilas (<i>shale volume</i>)
w	Subscrito referente à água
\mathbf{w}	Vetor-peso que correlaciona o neurônio aos dados de entrada na técnica SOM
\mathcal{W}	Molhabilidade
\mathbf{x}	Posição no espaço; Vetor estímulo na técnica de Kohonen
\mathbf{x}_{REF}	Posição de referência no espaço
z	Cota vertical
$z_g(\)$	Componente de um vetor na direção do vetor aceleração gravitacional, isto é, crescente com o aumento da profundidade.
α	Coefficiente de resfriamento
δ	Comprimento característico intersticial do meio poroso
$\Delta\xi$	Redução da dispersão na produção de um modelo de reservatório
θ	Ângulo de contato

μ	Viscosidade, Média de um parâmetro cujo conjunto de dados é a população
ρ	Massa específica. Quando não houver subscrito, estará se referindo à massa específica do fluido.
σ	Tensão interfacial Desvio padrão
Σ	Matriz de covariância
τ	Tortuosidade
φ	Potencial de fluxo
\emptyset	Porosidade (relação entre o volume poroso e o volume total da rocha)
Φ	Mapa de características de um SOM (mapeamento do espaço de saída no espaço de entrada)
ψ	Dispersão
ψ_{DM}	Dispersão medida pela média da distância média ao centro dos grupos
$\psi_{\sigma M}$	Dispersão medida pela média do módulo do desvio padrão das dimensões dos grupos

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1.1 Avaliação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo

A exploração⁴ eficiente de um reservatório de petróleo é resultado de uma cadeia complexa e multidisciplinar de avaliação e gerenciamento de reservatórios.

O processo inicia-se na fase de exploração, que geralmente começa na interpretação de imagens sísmicas com embasamento no conhecimento geológico da bacia sedimentar alvo. Nesta fase são avaliados os locais mais promissores para perfuração de poços pioneiros⁵. Após a descoberta de um reservatório de petróleo, ainda na fase de exploração, são reavaliadas as interpretações geofísicas e geológicas em função do conhecimento adquirido com o poço descobridor. Com base neste novo cenário são selecionados locais para perfuração de poços adicionais para a determinação dos limites do reservatório e coleta de dados para avaliação inicial das características do reservatório descoberto, principalmente o volume de óleo presente no reservatório (chamado na indústria de VOIP⁶, sigla para volume de óleo *in place*).

Nesta fase é desenvolvido um modelo geológico do reservatório, exemplificado na Figura , que honra as informações adquiridas pelos poços perfurados e da sísmica⁷ e utiliza o conhecimento da geologia regional e de formações análogas, geralmente aplicadas utilizando técnicas geoestatísticas para estimar a distribuição espacial de estruturas e rochas no reservatório.

⁴ “O termo *exploração*, em geologia, relaciona-se à fase de prospecção: busca e reconhecimento da ocorrência dos recursos naturais, e estudos para determinar se os depósitos têm valor econômico. A *exploração* é a retirada do recurso com máquinas adequadas, para fins de beneficiamento, transformação e utilização.” (BELISÁRIO, 2003).

⁵ Poços pioneiros são perfurados com o objetivo de descobrir jazidas de petróleo baseados em indicadores obtidos por métodos geológicos e/ ou geofísicos (NEVES, 2012)

⁶ Volume total de óleo em um reservatório de petróleo estimado pelo espaço disponível (espaço poroso) e fração de óleo (saturação de óleo) em relação aos outros fluidos que preenchem o espaço poroso.

⁷ Técnica de interpretação de reflexões ou refrações de ondas mecânicas que ocorrem nas interfaces de camadas de rocha.

detalhamento das plataformas de petróleo (no caso de campos *offshore*¹⁰) além das estruturas e plano de transporte do petróleo. Todas estas decisões são baseadas na simulação do escoamento de hidrocarbonetos e água no reservatório, poços e dutos de transporte, nas características dos fluidos envolvidos e nas condições ambientais, econômicas e legais.

Ao final da fase de desenvolvimento segue-se a fase de produção. Nesta fase, obviamente, ocorre a produção do petróleo, mas é boa prática a continuidade da avaliação do reservatório, com a reavaliação dos modelos em função das informações obtidas com a própria produção do reservatório ou com dados adicionais adquiridos. A avaliação mais precisa realizada nesta fase pode permitir intervenções que evitem ou minimizem uma queda de produção inesperada, reduzam uma queda originalmente esperada, ou mesmo aumentem o volume de óleo recuperável do reservatório.

KLEIN (2002) cita dois modelos de gerenciamento de reservatórios, um tradicional (Figura 1.2), sequencial e outro flexível (Figura 1.3), com a continuidade da avaliação do projeto mesmo após a entrada na fase de produção.

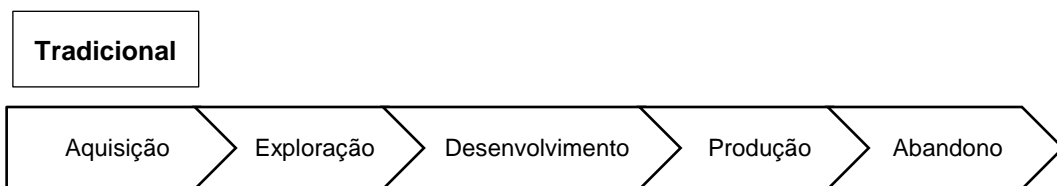


Figura 1.2 – Modelo tradicional de gerenciamento de reservatório. Modificado de KLEIN (2002).

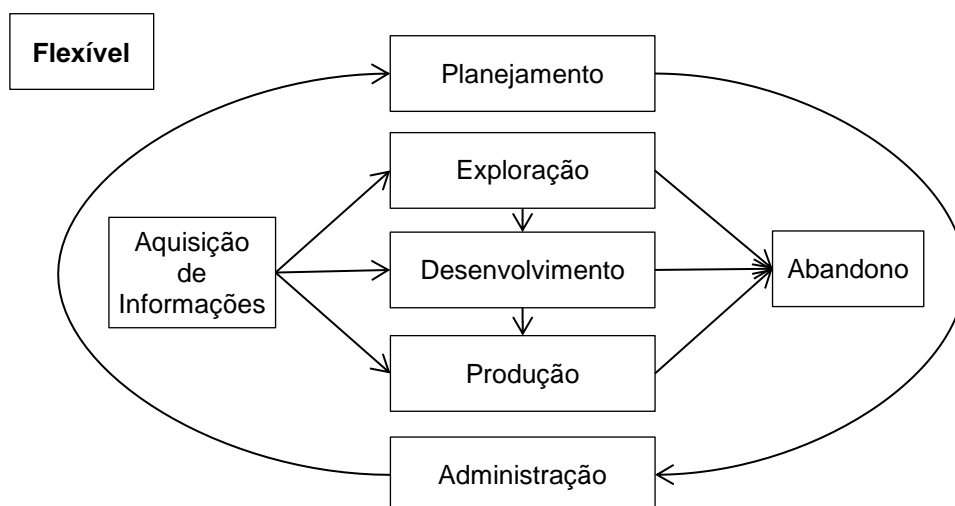


Figura 1.3 – Modelo flexível de gerenciamento de reservatório. Modificado de KLEIN (2002).

¹⁰ Campos marítimos.

1.1.2 Caracterização do Reservatório

Reservatórios tradicionais de petróleo ocorrem em rochas para onde o hidrocarboneto migrou e encontrou condições propícias para sua acumulação e preservação, chamadas rochas reservatório. O que há no reservatório em subsuperfície não pode ser observado ou medido diretamente em toda a sua extensão, por isso a indústria de petróleo combina diversas ferramentas, com diferentes domínios de investigação, precisão e representatividade para inferir a propriedade de cada ponto do reservatório de petróleo.

Como uma regra geral, quanto maior o domínio de investigação de uma técnica ou ferramenta, menor a resolução desta, como está representado na Figura 1.4. Deste modo, para entender grandes áreas de reservatório inferindo informação com boa resolução é necessário integrar informações de diversas ferramentas e escalas.

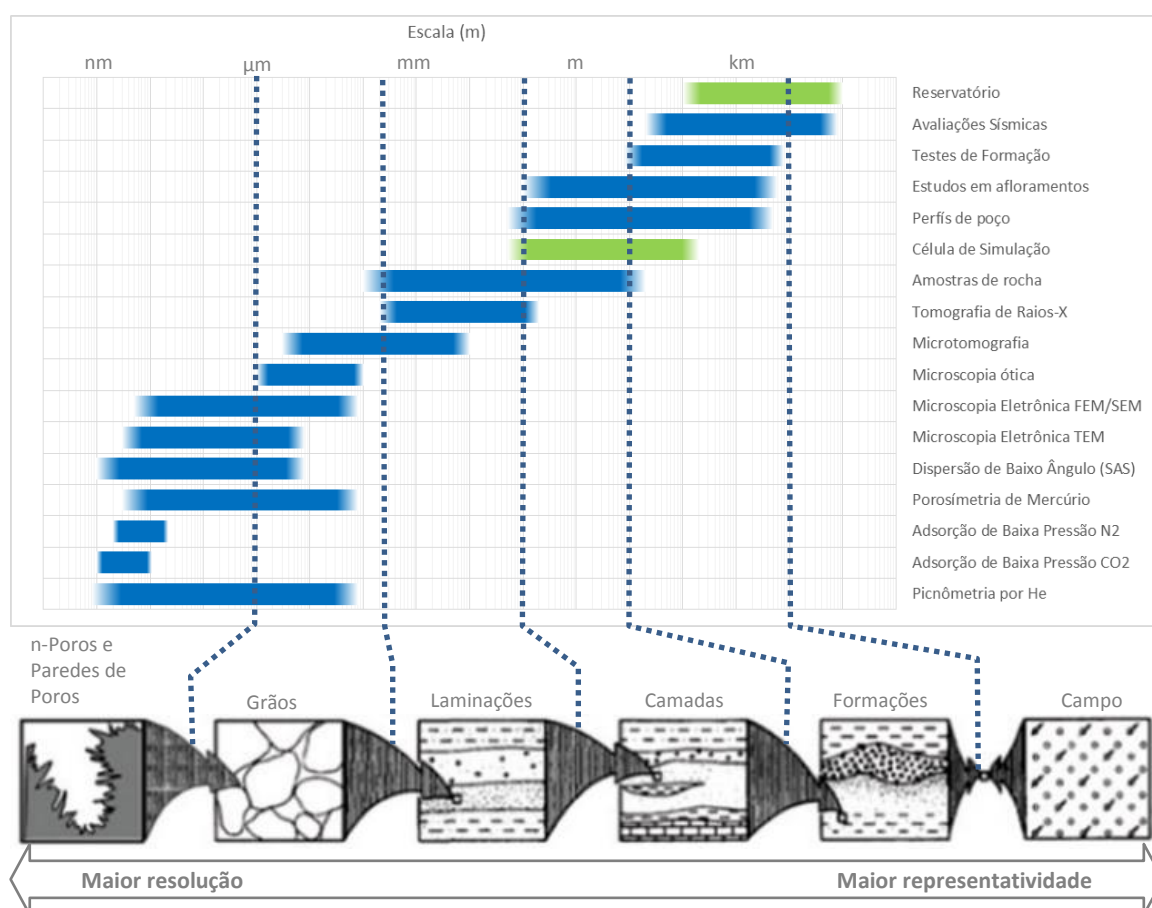


Figura 1.4 – Escalas e Representatividade na avaliação de reservatórios. Comparação entre as diversas ferramentas de caracterização (em azul) com as escalas de reservatório e células do modelo do reservatório (em verde), em valores médios. Modificado de SOLANO et al. (2013)

A avaliação sísmica da subsuperfície é geralmente a primeira ferramenta a ser utilizada na avaliação de um reservatório, ou antes, na avaliação de uma região para identificação de possíveis reservatórios. Esta técnica se baseia na interpretação de reflexões e refrações de ondas mecânicas que ocorrem nas interfaces de camadas de rocha com propriedades elásticas razoavelmente distintas e espessas, com resolução vertical dependente de diversos fatores, mas em média, para levantamentos convencionais, em torno de 10 a 15 metros (Triggia, et al., 2001). A imagem sísmica¹¹ das camadas permite uma avaliação geológica inicial da formação da bacia e das possíveis acumulações de petróleo.

Dando continuidade ao processo de avaliação, são perfurados poços para coleta de dados. Destes poços são coletadas amostras de rocha e fluidos, cujo volume de investigação é bastante reduzido, mas cuja avaliação resulta em medidas razoavelmente precisas das propriedades daquele volume de amostra. Também nestes poços são medidas diversas características do conjunto rocha-fluido que estes atravessaram através do uso de ferramentas de perfilagem, que medem a resposta natural ou estimulada das rochas saturadas. As ferramentas de perfilagem têm um grande domínio de investigação vertical com boa resolução quando comparada com a sísmica, mas um pequeno volume de investigação horizontal, geralmente de poucos decímetros ao redor do poço.

Outra importante técnica para investigação do reservatório são os testes de produção ou injeção no reservatório. A resposta de pressão do reservatório ao longo do tempo permite avaliar e modelar forma, tamanho e propriedades de fluxo de estruturas presentes no reservatório. A profundidade de investigação em relação ao poço é proporcional ao tempo de escoamento, podendo-se investigar até mesmo todo o reservatório. Estes testes têm uma grande capacidade de investigação, mas não possuem boa resolução e não têm unicidade de resposta, pois um mesmo comportamento de pressão pode ser resultado de mais de um cenário.

É clara a necessidade de integração entre as diversas ferramentas e também que muito do reservatório é modelado e avaliado indiretamente possuindo grande incerteza associada. A integração de diferentes escalas de informação, bem como de diferentes escalas de refinamento do modelo do reservatório, é mostrada na Figura 1.5.

¹¹ Imagem das interfaces das camadas subsuperficiais determinadas a partir da interpretação de reflexões e refrações de ondas mecânicas impostas à região estudada por fontes controladas e capturadas posteriormente por sensores.

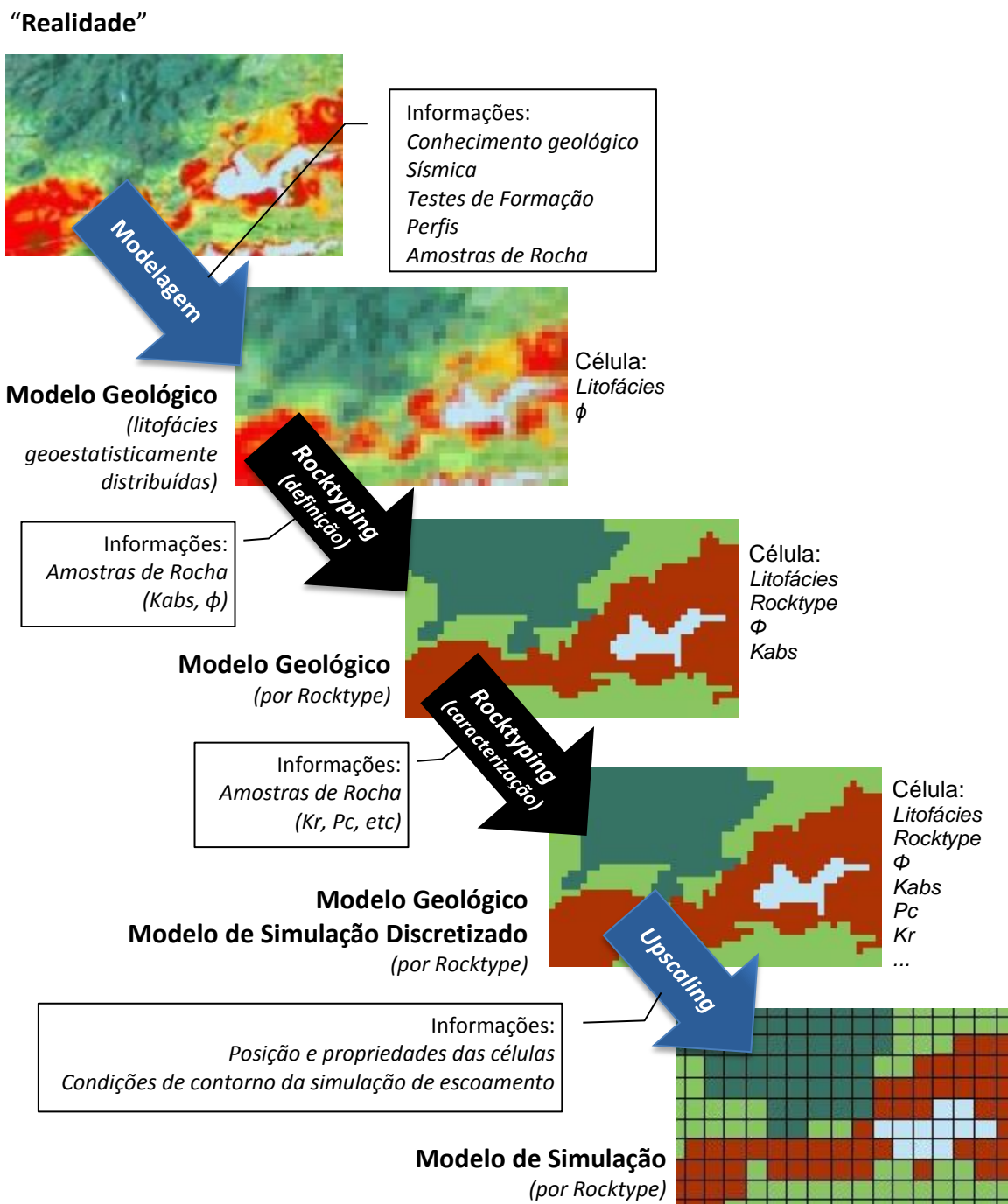


Figura 1.5 – Processo de caracterização do reservatório para a simulação do escoamento. As setas em preto indicam o processo onde se insere a metodologia proposta neste trabalho. Fonte: Elaborada pelo autor

O modelo geológico é gerado a partir do conhecimento de padrões de comportamento geológico característicos e das informações sobre o comportamento das grandes estruturas, aparentes na imagem sísmica em conjunto com as condições de contorno¹² conhecidas através

¹² Propriedades conhecidas e georeferenciadas que devem ser respeitadas pelo modelo.

das informações localizadas em poços, obtidas por perfilagem ou análise direta de amostras de rochas retiradas do reservatório. A extrapolação das informações de maior resolução para as regiões não perfuradas é função da modelagem geológica. Para a determinação deste modelo é necessário que se possa atribuir alguma continuidade aos tipos de rocha observados no poço. Por isso existe a necessidade de se identificar as propriedades das rochas coletadas ou observadas, de modo a entender os processos que controlaram a formação, localização e outras características destas, permitindo a extrapolação para o resto do modelo.

Dependendo da complexidade do reservatório, a diversidade de rochas em escala de observação visual pode não ser tão grande e as camadas destes tipos de rochas podem ter uma continuidade razoável para a determinação do comportamento delas no modelo geológico. Reservatórios mais heterogêneos por outro lado, podem possuir estruturas muito delgadas e pouco contínuas, isto é, de alta frequência, dentro de padrões de mais baixa frequência¹³. Neste caso as litofácies, que vão caracterizar as rochas em função da sua aparência textural e genética, podem não ser tão úteis para o modelo geológico, pois não podem ter sua localização determinada com alguma precisão em função da sua pouca continuidade.

A primeira fase de agrupamento surge nesta etapa, mas ainda não é o agrupamento que é o foco deste trabalho. As litofácies devem ser agrupadas e esta “associação de fácies” deve ter um comportamento genético e deposicional¹⁴ similar, permitindo ao modelo geológico prever sua localização. Estas associações de fácies também incorporam informações ao modelo geológico (com suas respectivas incertezas): inicialmente porosidades, mas, a partir de correlações ou avaliações diretas ou indiretas, permeabilidades, saturações e outras propriedades também são incorporadas ao modelo.

As correlações para distribuição das permeabilidades (e outras propriedades básicas¹⁵) no modelo podem ser objeto de uma segunda fase de agrupamento, que é a fase tradicional de *rocktyping*. Nesta fase o objetivo é determinar padrões de comportamento que correlacionem as propriedades já presentes no modelo do reservatório, como associação de fácies e porosidade, a outras propriedades básicas que são necessárias ao modelo.

¹³ O termo “baixa frequência” se refere a eventos geológicos de período mais longo e que deixam registros em camadas mais espessas e geralmente mais contínuas. O termo “alta frequência” é o oposto.

¹⁴ Refere-se à deposição das rochas sedimentares, resultado do transporte e deposição de sedimentos.

¹⁵ Neste texto, o termo “propriedades básicas” se refere a propriedades fundamentais à avaliação do reservatório e de medição mais simples e rotineira. O termo “propriedades especiais” se refere a propriedades também importantes, mas de maior complexidade e disponibilidade, que requerem por isso, um tratamento mais cuidadoso para a sua determinação e aplicação.

Estas correlações simples de permeabilidade e porosidade, mesmo quando cuidadosamente obtidas, utilizando litofácies ou associação de fácies para determinação dos agrupamentos, podem não ser suficientes para definir bons agrupamentos de permeabilidade relativa. Meios porosos com mesmas porosidades, permeabilidades e litofácies podem possuir curvas de permeabilidade relativa significativamente distintas, resultando em uma grande incerteza na curva de permeabilidade relativa representativa de um grupo baseado apenas nestas características.

HAMON e BENNES (2004) e REBELE *et al.* (2009) defendem o uso de classificações específicas para as curvas de permeabilidade relativa, as “*Dynamic Rocktypes*”. Nesta fase da caracterização se insere o trabalho apresentado neste texto. A determinação de classes específicas para permeabilidade relativa é complexa e a identificação de boas correlações sem o auxílio de uma busca automatizada pode ser inviável ou pelo menos não obter resultados otimizados.

Com este conjunto de propriedades o modelo já pode representar o escoamento no reservatório, no entanto, como a simulação deste escoamento tem um custo alto em termos de processamento é comum reduzir a discretização do modelo, aumentando o tamanho das células em um processo conhecido geralmente pelo termo em inglês “*upscaling*”.

O processo de aumento do tamanho das células deve ser realizado com cuidado. Mesmo a aglutinação de células de mesma propriedade pode ter impacto sobre as curvas de permeabilidade relativa que são afetadas por efeitos de escala (Crotti & Cobeñas, 2001; 2003). A aglutinação de células de propriedades distintas é bastante complexa, e é foco de diversos textos sobre o tema (Barker & Thibeau, 1997; Malik & Lake, 1997; Guedes & Schiozer, 1999; Jaedong Lee, 1996; Christie & Blunt, 2001; Zhang, et al., 2008; Kazemi, et al., 2012; Shehata, et al., 2012).

A Figura 1.5 mostra um resumo do processo de caracterização: iniciando pela determinação do modelo geológico, a partir de técnicas geoestatísticas, utilizando o conhecimento geológico da formação da bacia, informações sobre as camadas subsuperficiais obtidas da sísmica, dos testes de formação e das ferramentas de perfilagem, bem como informações pontuais das amostras de rocha; passando pela definição e caracterização das classes de rocha; concluindo com o *upscaling* das informações para uma escala menos refinada, do modelo de simulação.

1.1.3 Permeabilidade relativa

O conhecimento do escoamento de hidrocarbonetos, água e outros fluidos dentro dos reservatórios de petróleo é fundamental para a estratégia de exploração, estimativa de produção e reservas. As curvas de permeabilidade relativa aos fluidos presentes são um dos aspectos mais importantes deste conhecimento. Estas curvas têm um papel chave na simulação do escoamento.

As curvas de permeabilidade relativa representam a capacidade de fluxo¹⁶ de um conjunto de fluidos imiscíveis em um meio poroso em função da saturação dos fluidos, isto é, da proporção dos fluidos no volume poroso. Dito de outra forma, elas representam uma relação entre a perda de energia (pressão) e a velocidade de escoamento de cada fluido (\mathbf{u}_f) atravessando a fronteira do meio poroso, ou, matematicamente,

$$\mathbf{u}_f = - \frac{k_f(S_f)}{\mu_f} (\nabla p_f - \rho_f \mathbf{g}), \quad (1.1)$$

onde $k_f(S_f)$ é a permeabilidade efetiva ao fluido f , que é uma função da saturação do fluido, S_f , ∇p_f é o gradiente de pressão associado ao fluido f , que tem viscosidade μ_f e massa específica ρ_f . O vetor \mathbf{g} é a aceleração gravitacional, mas também poderia ser outro vetor de aceleração, como por exemplo, um associado ao próprio movimento do meio poroso¹⁷.

Genericamente, como o meio poroso pode ser anisotrópico, $k_f(S_f)$ não é uma função escalar, mas sim tensorial, com relações diferentes entre o estímulo e a resposta nas diferentes direções, como apresentado no Apêndice C, no trecho que versa sobre a lei de Darcy, na equação do tensor de permeabilidade absoluta, Eq. (C.10).

A permeabilidade relativa (k_{rf}) é uma forma adimensional de apresentar a permeabilidade efetiva ao fluido f , em relação a uma permeabilidade de referência, (k_{REF}) geralmente a permeabilidade absoluta (k_{abs}) ou a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inicial ($k_o @ S_{wi}$).

¹⁶ A permeabilidade relativa representa a capacidade de fluxo através de uma fronteira em função da saturação na fronteira, sendo uma propriedade pontual. Apesar disso, em simulação se utiliza o conceito como capacidade de produção e injeção em função das condições de contorno e da saturação média da célula.

¹⁷ No reservatório não serão observadas acelerações não-desprezíveis do meio poroso; no entanto, é possível impor acelerações significativas a amostras de rocha, como por exemplo na centrífuga.

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k_{REF}}, \quad (1.2)$$

Na Figura 1.6 é apresentada a representação gráfica usual das curvas de permeabilidade relativa bifásicas: são duas curvas plotadas em gráfico de permeabilidade relativa como função da saturação de um dos fluidos envolvidos. Muitas vezes, para não causar poluição visual, não são apresentadas legendas informando a que fluido pertence a curva crescente e a que fluido pertence a curva decrescente. Esta informação não é necessária pois pode ser deduzida da física do processo: a permeabilidade é sempre crescente com o aumento de saturação do fluido correspondente e decrescente com a diminuição da saturação deste. Esta característica permite a identificação das curvas de permeabilidade relativa de forma inequívoca.

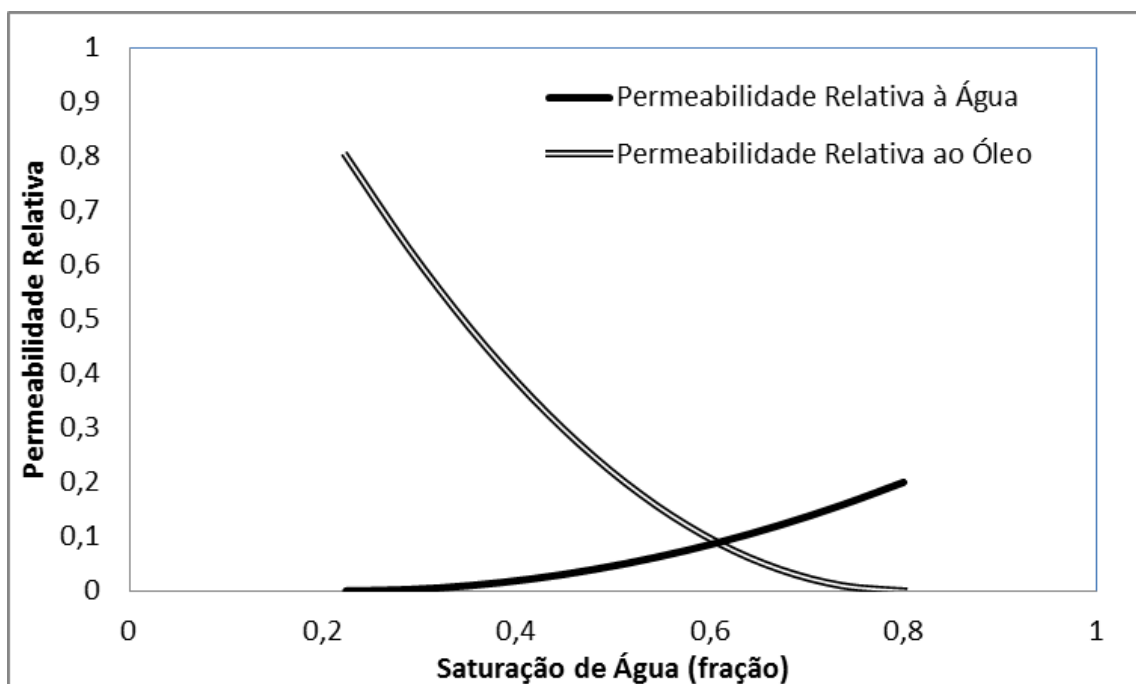


Figura 1.6 – Exemplo sintético de Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo. As curvas são apresentadas geralmente em pares que representam a permeabilidade de um único meio poroso aos dois fluidos móveis presentes. Fonte: Elaborada pelo autor

Pode haver uma conclusão equivocada na interpretação desta apresentação da curva de permeabilidade relativa: ela seria dependente exclusivamente da saturação dos fluidos presentes. Na verdade, a permeabilidade relativa modela interações complexas entre os fluidos e entre o meio poroso e os fluidos,

$$k_r = f(S_f, k_{abs}, \emptyset, Pc, \text{litofácies}, \tau, \mu_f, \sigma, \theta, \mathcal{W}, T, p, q, \text{método}, \dots) \quad (1.3)$$

Entre os fatores que influenciam as curvas de permeabilidade relativa estão a saturação dos fluidos presentes no meio poroso, S_f , a permeabilidade absoluta, k_{abs} , a porosidade, \emptyset e a tortuosidade deste meio, τ , a distribuição de gargantas de poros que controlam a pressão capilar, Pc , as características geológicas e texturais representadas pelas litofácies, características dos fluidos, como a viscosidade, μ_f , e a tensão interfacial, σ , e de interação entre os fluidos e a rocha, como ângulos de contato¹⁸, θ , e a molhabilidade¹⁹, \mathcal{W} . Além dos parâmetros que dependem do meio poroso e dos fluidos presentes, as condições ambientais (temperatura) e de escoamento (vazões e pressões) também têm impacto sobre as curvas de permeabilidade relativa, assim como o método utilizado nos ensaios.

A utilização da permeabilidade relativa como uma função exclusiva da saturação dos fluidos presentes torna importante a determinação de diferentes conjuntos de curvas para as diversas posições do reservatório, em função das características da região, bem como histórico de saturações, condições de escoamento e condições ambientais. Como é impossível avaliar experimentalmente o reservatório ponto a ponto ou em todas as condições necessárias, são utilizados modelos simplificados com agrupamento de regiões razoavelmente²⁰ semelhantes como se semelhantes fossem e, portanto, respondessem a um mesmo conjunto de curvas de permeabilidade relativa representativas.

¹⁸ O ângulo de contato representa o ângulo que a interface entre dois fluidos faz com o meio poroso. O menor ângulo é relativo ao fluido que tem mais afinidade ao meio poroso, considerado fluido molhante.

¹⁹ A molhabilidade é um parâmetro que captura como o meio poroso se comporta em função da afinidade dos fluidos presentes. A molhabilidade é controlada por fatores químicos (composição de fluidos e rocha), fatores geométricos (distribuição de gargantas de poros) e ambientais (temperatura e pressões).

²⁰ Os limites de semelhança entre os grupos dependem da heterogeneidade do reservatório, da quantidade de informação disponível sobre o reservatório e da capacidade de processamento do modelo.

1.1.3.1 Medição da Permeabilidade Relativa em laboratório

Durante a perfuração do poço é possível utilizar uma broca especial que recolhe um cilindro de rocha, chamado de testemunho, do centro do poço. Outra possibilidade de coleta de amostras de rocha para análises de petrofísica é a retirada de amostras da parede do poço, chamadas de amostras laterais (*sidewall cores*) por ferramentas que são descidas no poço já perfurado. No caso dos testemunhos, por se tratarem de amostras muito grandes, uma coleta de subamostras é realizada para as análises. Esta coleta pode retirar dois tipos de amostras: os *whole-cores*, que são seções do testemunho com o mesmo diâmetro deste; e os plugues, que são cilindros de menor diâmetro (geralmente 1,5”) retirados do testemunho por serras-copo.

Estas amostras são geralmente limpas para terem suas propriedades petrofísicas básicas²¹ (*Routine Core Analysis* - RCAL) medidas. Por serem mais caras e demoradas, apenas uma fração das amostras que realizaram petrofísica básica é selecionada para realizar análises de petrofísica especial (*Special Core Analysis* – SCAL), entre elas a análise de permeabilidade relativa. Esta seleção deve ser criteriosa para ter a representatividade maximizada para a quantidade de análises possíveis.

As análises de permeabilidade relativa em amostras que foram previamente limpas são iniciadas pela saturação da amostra com água similar à água presente no reservatório antes da interferência humana, chamada de água de formação. Após esta etapa, a água é deslocada por óleo²², simulando o processo de migração do óleo da rocha geradora até a rocha reservatório, até a saturação de água inicial (S_{wi}) que, dependendo das condições do teste e do reservatório, pode ser uma condição de água não mobilizável, a saturação de água irreduzível (S_{wirr}). Neste ponto a amostra pode ser condicionada por um tempo para que os fluidos possam ter suas afinidades com a rocha restauradas, em um processo chamado de envelhecimento ou restauração de molhabilidade.

²¹ Permeabilidade absoluta, porosidade efetiva e densidade dos grãos.

²² É possível obter a curva de permeabilidade relativa de drenagem nesta fase, mas esta caracterização é muito rara, pois no processo de produção de óleo ocorre geralmente o aumento de saturação de água caracterizada pela curva de permeabilidade relativa de embebição.

Com a amostra condicionada, inicia-se a análise de permeabilidade relativa de embebição²³, avaliando-se primeiro a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inicial ($k_{ro}@S_{wi}$) através da injeção de óleo em regime permanente. Em seguida injeta-se água até toda a remoção de óleo do meio poroso, isto é, até a saturação de óleo residual (S_{or}) onde é medida a permeabilidade relativa à água nesta saturação ($k_{rw}@S_{or}$). A injeção de água pode ser realizada diretamente em uma proporção total de água, no caso de testes em regime transiente, ou em uma mistura de água e óleo em proporções crescentes de água, até a totalidade de água, no caso de testes em regime permanente. No teste em regime permanente, a cada proporção de água e óleo, as condições são monitoradas até que o regime permanente seja atingido e então as permeabilidades aos fluidos são avaliadas diretamente pela Lei de Darcy, Eq. (C.13). No teste em regime transiente, a curva de permeabilidade é obtida por ajuste de histórico dos dados de pressão e produção do teste ou por métodos analíticos de solução de problemas inversos como os propostos por JONES e ROSZELLE (1978) e JOHNSON, BOSSLER e NAUMAN (1959), que consideram o escoamento como modelado por BUCKLEY e LEVERETT (1942).

1.1.3.2 Aplicação da Permeabilidade Relativa na simulação

A aplicação direta do conceito de permeabilidade relativa na simulação é razoavelmente simples, se limitando à utilização da permeabilidade efetiva ao fluido em substituição à permeabilidade absoluta como capacidade de transmissibilidade do fluido, governada pela Eq. (C.29) apresentada no Apêndice C, como uma função das saturações dos fluidos.

Por outro lado, a criação de um modelo representativo do reservatório, com a utilização desta ferramenta simplificada demanda técnicas especiais, como a criação de zonas de escoamento com características semelhantes, definição de classes representativas e realização de *upscaling*. Tudo baseado no conhecimento empírico do reservatório e do escoamento no meio poroso.

²³ O termo “embebição” rigorosamente refere-se ao aumento de saturação do fluido molhante, isto é, é dependente da molhabilidade do conjunto rocha-fluidos. No entanto, como a molhabilidade é complexa e variável nos meios porosos reais, para a indústria de petróleo geralmente se utiliza do termo “embebição” para o aumento de saturação de água.

Apesar da simplicidade da aplicação direta do conceito à simulação, a modelagem da permeabilidade relativa, mesmo empiricamente, é muito mais complexa que a modelagem da permeabilidade absoluta.

A permeabilidade absoluta depende quase exclusivamente da geometria porosa²⁴ do meio em que fluido está escoando, com influências conhecidas da velocidade do escoamento e da pressão do fluido²⁵, caso este seja um gás. Desta maneira é mais simples modelar e aplicar a permeabilidade absoluta.

A permeabilidade relativa, por outro lado, depende da geometria porosa, da interação entre os fluidos e dos fluidos com a rocha, da saturação e localização dos fluidos no meio poroso. Estes fatores por sua vez dependem do histórico de saturações e do processo a que foi submetido o meio poroso.

Em função da complexidade associada ao escoamento multifásico em meio poroso, e portando às curvas de permeabilidade relativa, é geralmente inviável a determinação de boas correlações genéricas entre as curvas de permeabilidade relativa e as características do conjunto meio poroso e fluidos. Em função disso a permeabilidade relativa é aplicada ao modelo utilizando-se do conceito de classes de rocha, cujas propriedades básicas são semelhantes e suas propriedades derivadas são obtidas via análise laboratorial. Não há dúvida que, pelo alto grau de complexidade da permeabilidade relativa, uma classe de rocha não possuirá uma curva de permeabilidade exatamente definida e sem nenhuma variabilidade. Por isso são utilizadas curvas limítrofes de um intervalo de confiança que são utilizadas para a simulação de cenários de incerteza, otimistas e conservadores.

1.1.3.3 Limitações das Curvas de Permeabilidade Relativa

As curvas de permeabilidade relativa usadas em simulações numéricas são geralmente obtidas em amostras de rocha retiradas do reservatório e analisadas em laboratório nas condições mais representativas possíveis. O laboratório, no entanto, está limitado em relação à

²⁴ Pode haver modificação na permeabilidade absoluta caso haja interação entre a rocha e o fluido que modifique o meio poroso, como por exemplo o inchamento de argilas pela água, mas neste caso a nova permeabilidade absoluta é função da nova geometria porosa.

²⁵ A permeabilidade absoluta pode ser definida de forma a não depender da pressão média do gás, sendo a permeabilidade medida se o gás estivesse à pressão média infinita, que deve coincidir com a permeabilidade a líquidos. A permeabilidade medida ao gás em condições de pressão finita é chamada de permeabilidade aparente. Esta relação entre a pressão e permeabilidade aparente é conhecida como efeito Klinkenberg (JONES, 1972).

quantidade e ao tamanho das amostras de rocha que podem ser analisadas. Estas duas limitações impõem grandes desafios à aplicação das curvas de permeabilidade relativa à simulação de escoamento. Nas seções seguintes os principais problemas na aplicação das curvas de permeabilidade relativa são apresentados e discutidos.

1.1.3.3.1 Limitação de tamanho da amostra

A comparação entre o tamanho de uma amostra analisada e da célula de simulação, exemplificada graficamente na Figura 1.4, indica que a amostra caracteriza apenas uma pequena parcela do meio poroso, quase um “ponto”. A representatividade deste “ponto” vai depender principalmente da homogeneidade da região sendo representada pela curva de permeabilidade relativa.

A célula de simulação, em geral, pode ter dimensões da ordem de poucos metros a centenas de metros, em função da capacidade computacional disponível, da complexidade do modelo de simulação utilizado e do tamanho do reservatório.

Atualmente uma atividade importante na avaliação de reservatórios é a análise de incerteza, que é realizada com simulações numerosas de diversos cenários possíveis. Fica claro que a avaliação de incerteza depende de simulações rápidas e, portanto, de modelos com a menor quantidade possível de células, desde que ainda razoavelmente representativos. Este aumento do tamanho das células aumenta a criticidade quanto a representatividade do tamanho da amostra.

Cada célula representa uma região do reservatório como se homogênea²⁶ fosse. Sendo este o caso, a curva de permeabilidade relativa característica de um ponto desta região do reservatório deve ser suficiente²⁷ para a modelagem do escoamento nesta célula. Por outro lado, quando a célula representa regiões que contenham heterogeneidades não desprezíveis, situação bastante comum, as propriedades das diversas regiões da célula devem ser agrupadas em um processo conhecido como “*upscaling*”. Neste processo deseja-se obter as propriedades

²⁶ Apesar da célula estar limitada à hipótese de ser intrinsecamente homogênea, pode representar meios anisotrópicos. A homogeneidade de um meio poroso real é uma abstração, no entanto pode ser aceita em função da escala analisada, dentro de certos limites.

²⁷ Existe um problema em função do uso inadequado da curva de permeabilidade relativa na simulação que é tratado mais adiante.

de um meio poroso homogêneo que resulte em respostas semelhantes ao do meio poroso heterogêneo correspondente.

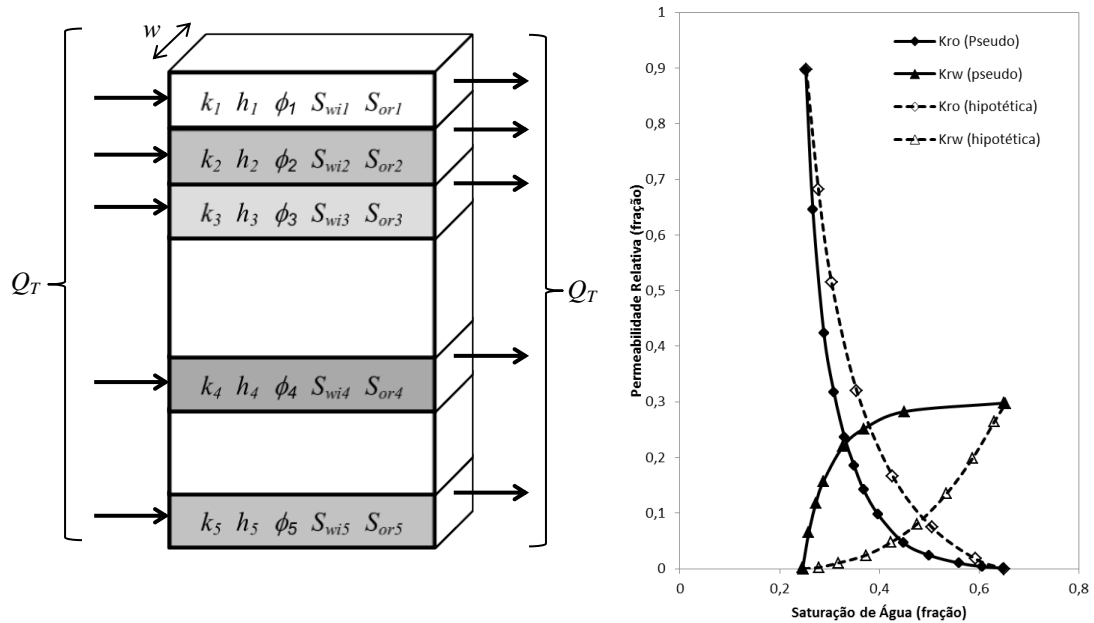


Figura 1.7 – Deformação da curva de permeabilidade relativa em função da estratificação do meio poroso. A curva em traço contínuo é a curva obtida da simulação do meio poroso estratificado (à esquerda) em função da saturação média deste meio. Modificado de HEARN (1971).

A Figura 1.7 mostra como a associação de regiões com propriedades distintas pode deformar significativamente as curvas de permeabilidade relativa que representariam a região como se fosse homogênea, evidenciando a necessidade do tratamento adequado de mudança de escala (*upscaling*). No gráfico da Figura 1.7, a curva hipotética (pontilhada) representa a propriedade pontual de cada camada enquanto a curva “pseudo” (linha contínua) representa o escoamento na célula definida pela associação de camadas mostrada no lado esquerdo da figura.

1.1.3.3.2 Limitação quanto à representatividade espacial

O meio poroso natural é intrinsicamente heterogêneo, tornando a curva de permeabilidade relativa variável mesmo para o tipo de rocha²⁸ que ela está representando, isto

²⁸ O tipo de rocha é definido pelo processo de *rocktyping* e muitas vezes se limita a rochas com correlações semelhantes entre permeabilidade absoluta e porosidade.

é, dois meios porosos classificados como semelhantes, podem ter curvas razoavelmente distintas. Um exemplo disso é apresentado na Figura 1.8, onde é apresentado o meio poroso de uma rocha visualmente homogênea em diversas ampliações. Em função disso, além do problema de escala, a escolha de uma curva que melhor represente o meio poroso de modo genérico é muito importante.

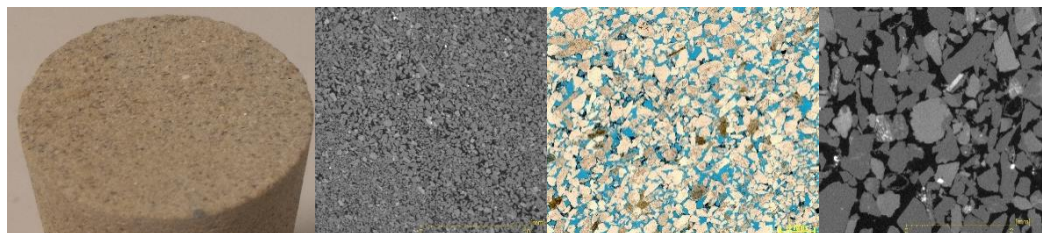


Figura 1.8 – Homogeneidade do meio poroso. *Mesmo meios porosos visualmente homogêneos são intrinsecamente heterogêneos. A caracterização de cada ponto deste meio poroso pode resultar em propriedades distintas.* Fonte: Imagem cedida pela Petrobras.

Em reservatórios muito heterogêneos, como são muitos dos reservatórios carbonáticos, mesmo amostras razoavelmente semelhantes, em litologia, aparência e propriedades básicas, podem responder de formas bastante distintas ao escoamento. Por isso a obtenção de curvas características para representar as rochas no modelo de simulação é um processo complexo e muitas vezes realizado subjetivamente.

Como não é possível caracterizar todos os pontos do reservatório é importante que a curva de permeabilidade relativa escolhida para representar um meio poroso deve ser tal que capture o comportamento médio do escoamento, minimizando a possível diferença entre o escoamento real e o simulado. O processo de *rocktyping* é utilizado com este intuito.

1.1.3.3.3 Limitação da representatividade em função das condições do escoamento e histórico de saturações

Além da restrição de tamanho das amostras e quantidade de ensaios disponíveis, as análises de permeabilidade relativa são realizadas em condições específicas de vazão, viscosidade dos fluidos, direção do escoamento e histórico de saturações, isto é, como o meio poroso foi levado à condição atual de saturação. Todos estes fatores são importantes pois não apenas a quantidade (saturação) dos fluidos, mas também a localização destes fluidos no meio

poroso tem impacto importante sobre a curva de permeabilidade relativa. Todos estes fatores influenciam a curva de permeabilidade relativa e devem ser tratados adequadamente para a avaliação do reservatório.

1.1.3.3.4 O problema da utilização inadequada do conceito de permeabilidade relativa nos métodos de simulação

A curva de permeabilidade relativa é definida em termos pontuais e utilizada na simulação, inadequadamente, em função da saturação média da célula. Dito de outra forma, a permeabilidade relativa modela a capacidade de fluxo de água, óleo e gás através de uma fronteira em função da saturação desta fronteira. No entanto esta propriedade é utilizada na simulação como capacidade de produção de água e hidrocarbonetos como função da saturação média da célula de simulação.

O efeito mais importante, mas não o único, deste uso inadequado da curva é a aceleração da frente de avanço do fluido injetado²⁹, prevista pela teoria de BUCKLEY e LEVERETT (1942), que deveria percorrer o comprimento da célula antes de produzir efeitos na face oposta, mas tem influência instantânea na face oposta pois a saturação média é única para todo o volume da célula. Esta deficiência no uso da permeabilidade relativa não é uma característica do *upscaling* mas da simulação em si, no entanto, quanto maiores as células, mais distante a simulação está do escopo da curva de permeabilidade relativa.

CROTTI e COBENÃS (2001) propuseram, com bons resultados, uma técnica de modificação da curva de permeabilidade relativa para simulação de escoamento unidimensional. Na proposta de Crotti e Cobenãs as curvas de permeabilidade relativa aplicadas às células de simulação são deformadas entre dois extremos: 1) utilização da curva avaliada em saturação média, para as células de entrada e, 2) para as células de saída, a curva pontual, com produção nula de água até a saturação da frente de avanço de água, esta última proposta por DAKE (2001). Utilizando esta abordagem híbrida foi possível ajustar razoavelmente, em um modelo unidimensional, o fluxo fracionário de água³⁰, que seria adiantado com a utilização direta da curva em saturação média e atrasado pela utilização

²⁹ A Teoria de Buckley e Leverett preconiza que a injeção de um fluido imiscível forma uma frente com saturação constante que se desloca no meio poroso “empurrando” o fluido deslocado.

³⁰ O fluxo fracionário é a relação entre a vazão de um determinado fluido, no caso em questão, a água, e a vazão total dos fluidos móveis.

direta da proposta de Dake. Porém a generalização desta técnica para cenários bi e tridimensionais não foi bem-sucedida (Crotti & Cobeñas, 2003).

Este problema, quando não tratado via *upscaling*, é corrigido pelo ajuste de histórico com a utilização de um parâmetro de “saturação crítica³¹”, que delimita um domínio de saturação com permeabilidade nula, mesmo quando a curva de permeabilidade relativa diz o contrário, e um domínio cuja permeabilidade relativa é não-nula, controlado pela curva de permeabilidade relativa.

1.1.3.4 Incertezas associadas à Permeabilidade Relativa

No mínimo três níveis de incerteza podem ser verificados na determinação das curvas de permeabilidade relativa a serem utilizadas nos modelos do reservatório. O primeiro nível refere-se a própria incerteza da avaliação experimental; o segundo nível é relativo ao processo de determinação de curvas representativas e o terceiro ao processo de mudança de escala para utilização das curvas nos modelos do reservatório.

A incerteza da avaliação experimental, em qualquer resultado experimental, é essencial. No entanto, esta avaliação, no caso das curvas de permeabilidade relativa, é de extrema complexidade e não foi encontrado na literatura e nem no fluxograma usual de avaliação de reservatórios da indústria de petróleo. Metodologias simples de propagação de incertezas não se aplicam diretamente à avaliação experimental de permeabilidade relativa, principalmente (mas não apenas) no caso dos testes em regime transiente, que dependem da solução de problemas inversos de forma analítica ou por processos de otimização (ajuste de histórico). A inter-relação entre os diversos aspectos dos testes, como propriedades dos fluidos e das rochas com as condições de pressão e temperatura do teste, impõe à avaliação de incerteza o conhecimento das funções que descrevem a sensibilidade dos parâmetros correlacionados. Além disso, a complexidade do equipamento de análise introduz diversos pontos de incerteza que também devem ser avaliados. Mais ainda, limitações relativas ao teste em relação ao

³¹ A saturação crítica também é utilizada para modelar a aparição de fase contínua de gás, portanto, com permeabilidade não-nula, pela de-solubilização do mesmo.

escoamento no reservatório, como o fato da amostra ter uma continuidade limitada e sofrer com o efeito de borda³², também introduzem incertezas que precisam ser avaliadas.

Apesar da grande complexidade envolvida, é recomendável que futuros trabalhos abordem a determinação da incerteza experimental das curvas de permeabilidade relativa permitindo incorporar esta incerteza para o fluxograma de avaliação de reservatórios.

O segundo nível de incerteza, introduzida pela utilização de classes representativas, ocorre em função da representação de rochas, fluidos e condições similares, mas não iguais, por uma única curva representativa. Este agrupamento esquematizado na Figura 1.9 (um detalhe da Figura 1.5) introduz incertezas que devem ser avaliadas e incorporadas no processo de caracterização dos reservatórios.

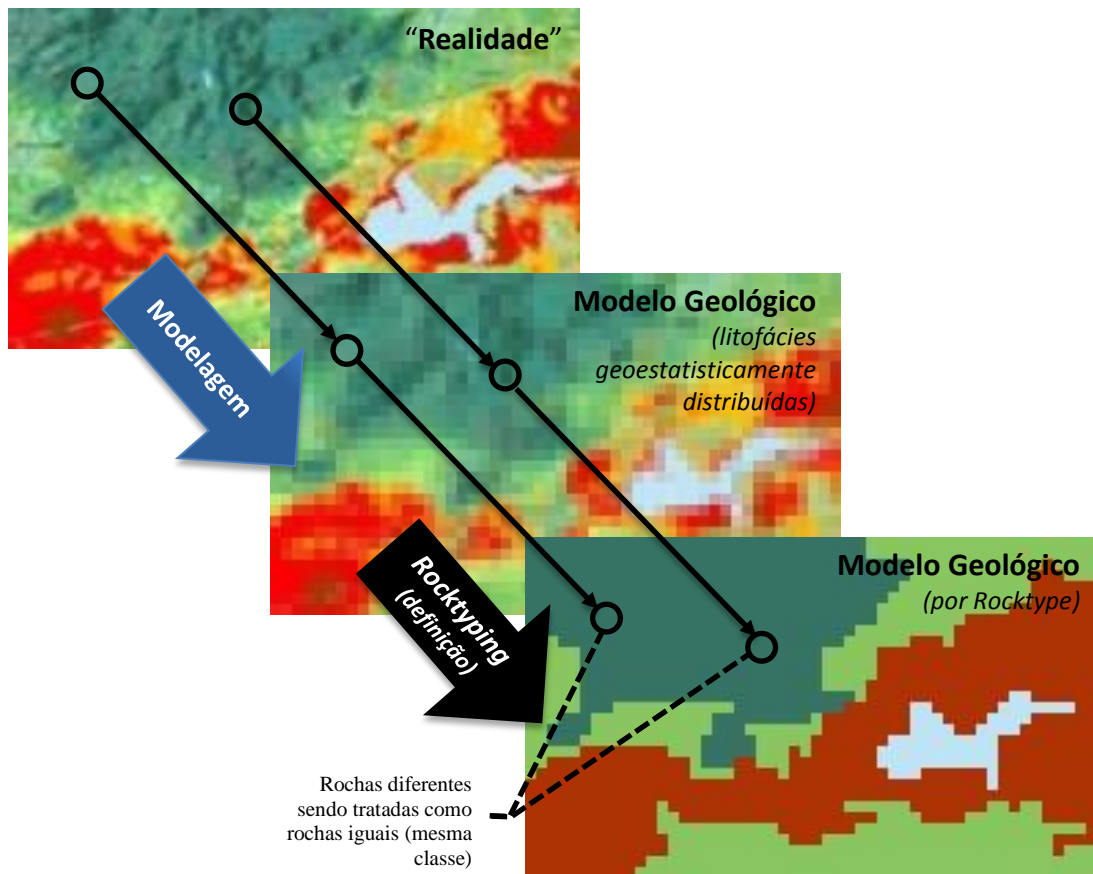


Figura 1.9 – Incorporação de incertezas do processo de determinação de classes de rocha. As setas em preto indicam o processo onde se insere a metodologia proposta neste trabalho. Fonte: Elaborada pelo autor

³² A capilaridade do meio poroso retém fluido na face de saída da amostra, o que em um reservatório só ocorre no poço produtor, não na maior parte do reservatório.

Por melhor que seja o agrupamento, as rochas de um determinado agrupamento têm curvas de permeabilidade relativa distintas. Mesmo com um processo de otimização buscando agrupamentos com menores dispersões, como proposto nesta tese, a complexidade das rochas e da interação rocha-fluidos, aliado à pouca disponibilidade de propriedades no modelo do reservatório para a determinação de classes mais precisas e à pequena capacidade de realização de análises de permeabilidade relativa, impede a determinação de uma curva única totalmente representativa do escoamento.

O terceiro nível, referente às incertezas incorporadas na modificação das curvas de permeabilidade relativa “pontuais” obtidas em laboratório no processo de *upscaling*, tem avaliação também é bastante complexa. Na escala cuja célula não é infinitesimal, as condições de escoamento afetam a forma como o meio poroso responde a este, assim, mesmo células exatamente iguais, com a mesma saturação e histórico de saturações, mas em posições diferentes do reservatório, em momentos diferentes do processo de exploração, ou em projetos de exploração distintos, respondem de maneira distinta. Esta diferença de resposta pode ser abordada de maneira explícita, utilizando-se curvas de permeabilidade relativa distintas para cada célula em cada situação, ou utilizando-se curvas representativas e atribuindo-se ao modelo as incertezas trazidas por esta simplificação.

Além deste problema, o *upscaling* pode gerar uma infinidade de células distintas (pelo agrupamento de células menores distintas ou posicionadas de maneiras diferentes na célula maior). Novamente pode-se abordar o problema de maneira explícita ou implícita, sempre sob limitações de processamento do modelo final.

Adicionalmente, o próprio método de *upscaling* pode trazer incertezas à curva de permeabilidade relativa da célula de simulação em função das simplificações utilizadas para a determinação de curvas representativas de meios heterogêneos como se homogêneos fossem.

Esta tese limita-se a abordar o segundo nível de incertezas associadas às curvas de permeabilidade relativa de forma isolada. Recomenda-se que em trabalhos futuros avalie-se não apenas a incerteza experimental, mas incorpore-se à avaliação de incerteza de segundo nível, o impacto da incerteza experimental. Este impacto não é regulado apenas por metodologias de propagação de incertezas, pois a própria incerteza de primeiro nível pode ter impacto na avaliação de dispersão e, portanto, sobre a formação dos grupos na proposta de metodologia apresentada aqui.

1.1.3.5 *Modificação das curvas de permeabilidade relativa para ajuste de histórico*

O uso de curvas de permeabilidade relativa pouco representativas associado a outras incertezas não permite uma simulação preditiva do comportamento real do reservatório. Muitas vezes, alterando parâmetros (entre eles as curvas de permeabilidade relativa) em um processo de otimização, tenta-se fazer o modelo responder com histórico conhecido de produção. No entanto, como a solução para este ajuste de histórico não é única, não há garantias que um modelo que ajusta o histórico é capaz de prever o comportamento futuro.

Não há como evitar incertezas significativas na análise de reservatórios e por isso o processo de otimização dos parâmetros por ajuste de histórico é indispensável. No entanto, existem técnicas que minimizam as incertezas, permitindo que o processo de otimização tenha restrições mais bem definidas, resultando em modelos mais representativos e preditivos.

A utilização de técnicas de *upscaling* apropriadas e a definição cuidadosa de curvas representativas são importantes. Não é possível, apenas utilizando estas técnicas, obter unicidade na solução do problema de escoamento no reservatório, mas espera-se que a redução da incerteza neste aspecto torne mais confiáveis os cenários possíveis apresentados.

1.2 OBJETIVOS

A avaliação de reservatórios de petróleo demanda a utilização de diversas técnicas e ferramentas, em escalas distintas, entre as quais, avaliações de rochas do reservatório em laboratórios.

O processo de caracterização das células do modelo do reservatório, apresentado resumidamente na Figura 1.10, envolve a avaliação do meio poroso em escala de centímetros e deve ser capaz de inferir propriedades de escoamento em células de centenas de metros. Este processo inicia-se³³ na caracterização laboratorial de rochas do reservatório e passa por fases de definição de classes representativas, em que esta tese está inserida, *upscaling* e refinamento em função de ajuste de histórico.

³³ Pode-se considerar passos anteriores, como a seleção de amostras para a avaliação, como parte de um processo mais amplo da modelagem do reservatório.

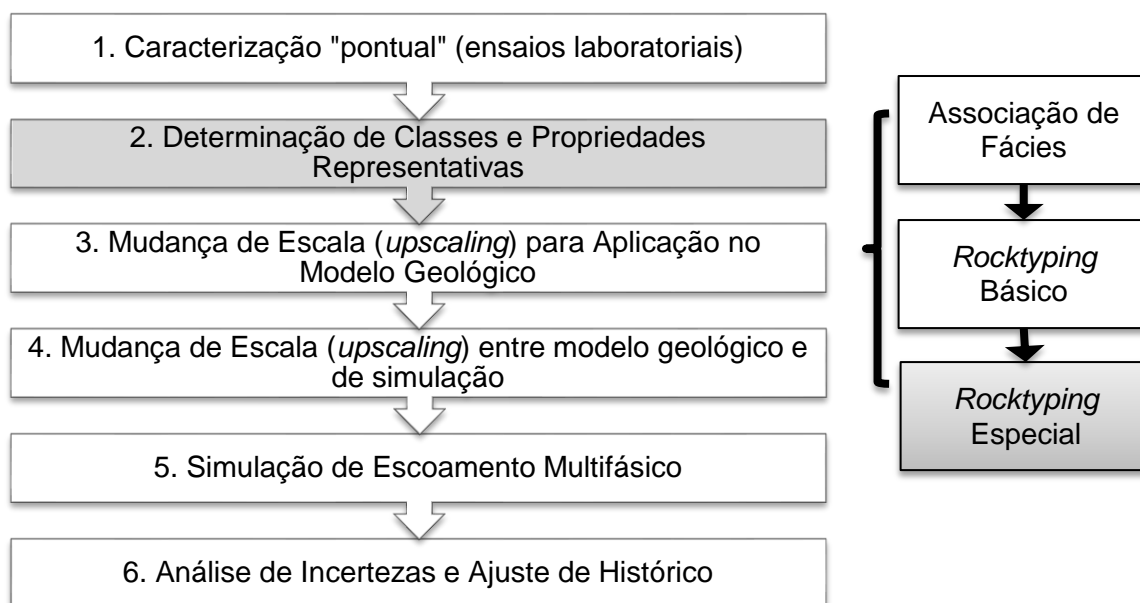


Figura 1.10 – Fases de tratamento de dados e “upscaling” para utilização das propriedades petrofísicas (em especial as curvas de permeabilidade relativa) na simulação de escoamento. Em destaque a fase que é objetivo deste trabalho. Fonte: Elaborada pelo autor

A fase de caracterização laboratorial da rocha do reservatório é realizada em pedaços pequenos de rocha, se comparados ao reservatório ou à célula de simulação, podendo ser consideradas informações pontuais para o reservatório. Esta caracterização é limitada devido a esta diferença de escalas, o que deve ser tratado pelas etapas 3 e 4 (*upscaling*) na Figura 1.10. A função do *upscaling* neste cenário é determinar as propriedades estáticas e dinâmicas da rocha na escala da célula de simulação, considerando a propriedade “pontual” medida em laboratório e informações de escalas maiores, obtidas por modelagem e por ferramentas de perfilagem, testes de formação, ou sísmica, entre outras.

Após a correta determinação das propriedades das células de simulação, com suas respectivas incertezas, provenientes tanto da caracterização quanto dos processos de *upscaling* e determinação de classes, o escoamento no reservatório é simulado, item 5 da Figura 1.10, em diversos cenários de incerteza das propriedades da célula de simulação e do próprio modelo geológico, item 6 da Figura 1.10. Utilizando a simulação é possível ao analista definir posicionamento dos poços, condições de vazão de injeção e produção, métodos de recuperação mais apropriados, etc.

Exceto em caso de reservatórios “homogêneos³⁴”, é praticamente impossível caracterizar completamente as propriedades petrofísicas³⁵ de cada ponto do reservatório, o que torna a classificação das rochas um passo indispensável para a correta caracterização e simulação de escoamento no reservatório.

A classificação de rochas pode ser realizada de diversas maneiras e receber diversos nomes, cada maneira com suas vantagens e limitações. ARCHIE (1950) propunha uma classificação chamando-a de “Tipo de Rocha” definida como “...uma formação depositada em condições similares e que sofreu posteriormente semelhantes processos climáticos, cimentação ou ressolubilização...”. De acordo com Archie, as rochas do mesmo “tipo” teriam semelhantes distribuição de garganta de poros, relação porosidade-permeabilidade, curvas de pressão capilar e saturação de água conata. RUSHING *et al.* (2008) dividem os métodos de classificação de rochas, também conhecidos como “rocktyping”, em Depositionais, Petrográficos e Hidráulicos e sumariza outras classificações como Litofácies³⁶, Petrofácies e Eletrofácies. Todas estas classificações levam em consideração propriedades estáticas e quase-estáticas ou de escoamento monofásico para a determinação dos grupos. No entanto, HAMON e BENNES (2004) mostraram que estas classificações podem não ser capazes de capturar toda a variabilidade das curvas de permeabilidade relativa. REBELE *et al.* (2009), em uma abordagem semelhante, utiliza classificações específicas para as curvas de permeabilidade relativa chamadas de “*Dynamic Rocktypes*”.

A determinação dos “*Rocktypes*” dinâmicos pode ser difícil, pois a quantidade de variáveis que controlam as curvas de permeabilidade relativa é grande e, além disso, as interações entre estas variáveis são desconhecidas e complexas.

Neste trabalho é proposta uma metodologia para determinação de “*Dynamic Rocktypes*” com dispersão mínima e, conseqüentemente, mínima incerteza para a definição dos cenários-limite, otimista e pessimista. Também é proposta a adoção de metodologia estatística para a determinação destes cenários-limite, resolvendo problemas encontrados na abordagem tradicional, detalhada ao longo do texto.

³⁴ Homogeneidade é um conceito dependente da escala. Dificilmente um reservatório seria homogêneo em todas as escalas em que ele é avaliado.

³⁵ Propriedades físicas das rochas e da interação das rochas com fluidos.

³⁶ Litofácies são fácies baseadas em características mineralógicas, petrográficas e paleontológicas relacionadas com aparência, textura e composição da rocha (RUSHING, NEWSHAM e BLASINGAME, 2008)

1.3 METODOLOGIA

Não é objetivo encontrar “a curva” que representa um determinado meio poroso. As rochas têm heterogeneidades, como ficou claro na Figura 1.8, que impedem que seja possível de se obter uma curva de permeabilidade relativa que represente o escoamento de um meio poroso distinto daquele analisado em laboratório. No entanto, a impossibilidade da existência de uma curva única não inviabiliza a proposta de uma metodologia para obtenção de classes que tenham a dispersão minimizada, ou em outras palavras, a representatividade maximizada.

A metodologia apresentada para obtenção de curvas representativas de classes de rocha do reservatório, utiliza teorias de agrupamento associadas a processos de otimização. Esta associação de métodos não foi encontrada na bibliografia pesquisada. O detalhamento da bibliografia e do método de associação será realizado mais adiante, no Capítulo 2 e Capítulo 3, respectivamente. No entanto, uma ideia inicial será apresentada nesta seção para embasar as discussões necessárias no capítulo de revisão bibliográfica e adiantar a compreensão da proposta por parte do leitor.

A aplicação das classes no modelo do reservatório demanda que as informações de pertinência de um “tipo de rocha”, isto é, um conjunto de propriedades usadas para atribuir a um meio poroso uma determinada classe, estejam disponíveis *a priori* no modelo. Assim, a técnica de agrupamento não pode usar características da própria curva de permeabilidade relativa para gerar os agrupamentos, a não ser que alguma destas características esteja presente *a priori*. Desta forma não há garantias de que os agrupamentos gerados minimizem a dispersão das curvas de permeabilidade relativa nos grupos.

Associando métodos de agrupamento que poderiam determinar grupos com características semelhantes em relação a propriedades disponíveis no modelo geológico com uma técnica de otimização, que poderia avaliar os agrupamentos gerados com diversos parâmetros e pesos, é possível determinar o melhor conjunto de dados para expressar as correlações com as curvas de permeabilidade relativa.

A Tabela 1.1 mostra a comparação do uso da técnica de agrupamento aplicada aos dados do modelo geológico, cuja qualidade em relação à dispersão de permeabilidade relativa nos grupos gerados não pode ser garantida, com a aplicação desta técnica em relação aos

parâmetros de descrição da própria curva, cujo resultado não poderia ser utilizado. A proposta atual permitiria agregar as vantagens de ambos os casos.

Tabela 1.1 – Comparação do agrupamento utilizando características do modelo geológico e características das curvas de permeabilidade relativa

Possibilidades	Qualidade	Aplicação
Agrupar em função de características das curvas de permeabilidade relativa	Superior	Não
Agrupar em função de propriedades presentes no modelo geológico	Inferior	Ok
Agrupar em propriedades do modelo geológico, até minimizar a dispersão de KREL	Superior	Ok

Esta associação de uma técnica de agrupamento com um método de otimização aplicados relacionando espaços vetoriais distintos, um formado por propriedades do modelo geológico e outro por propriedades da curva de permeabilidade relativa, com o objetivo de minimizar a dispersão da propriedade derivada³⁷, não foi encontrada na literatura atual.

A proposta de metodologia desta tese não se limita a associação de uma técnica de agrupamento específica com uma técnica de otimização específica. A aplicação desta técnica também não está limitada à determinação de classes de rocha de permeabilidade relativa, mas à determinação de agrupamentos embasados em um espaço de propriedades, mas cujo resultado seja coerente em um segundo espaço de propriedades (onde será medida a dispersão). A seleção da técnica de agrupamento e otimização adequadas é dependente do problema a ser abordado, bem como dos espaços de propriedades selecionados. Nas avaliações realizadas para a verificação da metodologia foi utilizado um método de otimização heurístico, o recozimento simulado, e técnicas de agrupamento hierárquico (com critérios de ligação WPGM, UPGM, Person) e particionais (k-médias). Todos estes métodos e técnicas serão detalhados mais adiante no Capítulo 2.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto começa por uma introdução, já apresentada neste capítulo, onde o problema é descrito e delimitado, incluindo-se uma breve descrição do processo de avaliação de

³⁷ As classes são instituídas com a finalidade de atribuir informações adicionais às células do modelo do reservatório através da determinação de propriedades representativas de cada uma destas classes. Estas propriedades são chamadas neste texto de propriedades derivadas, pois são resultantes do agrupamento.

reservatórios e do escoamento em meios porosos, onde o problema se insere, além de uma breve discussão sobre as limitações inerentes às curvas de permeabilidade relativa. Também é introduzida uma descrição da contribuição desta tese para a avaliação de reservatórios.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os métodos tradicionais de definição de classes para posterior aplicação de propriedades petrofísicas aos modelos geológicos³⁸ e de simulação³⁹. Na revisão bibliográfica também são apresentadas as ferramentas disponíveis em literatura que foram (ou poderiam ser) usadas para metodologia proposta. Outras ferramentas são descritas na revisão bibliográfica em função de similaridades com a proposta desta tese, com o intuito de demonstrar que, apesar das similaridades, se tratam de ferramentas com atuações e objetivos distintos da metodologia desta tese.

A proposta de metodologia é apresentada no capítulo subsequente (Capítulo 3), intitulado “Determinação de classes de rocha relacionadas à permeabilidade relativa”. Nesta seção é apresentada a abordagem de solução do problema, explicitando como as ferramentas descritas são usadas.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados dos trabalhos realizados com intuito de mostrar a capacidade da metodologia proposta neste texto. Primeiramente são apresentados resultados da aplicação da técnica a dados sintéticos, com objetivo de verificar a capacidade em um cenário controlado e de respostas conhecidas. Em seguida, a técnica é aplicada a um conjunto de curvas de reservatórios análogos reais.

Adicionalmente, os resultados da aplicação da técnica foram avaliados em uma simulação de escoamento em alguns modelos de reservatório, mostrando a sensibilidade de cada tipo de modelo à redução de incerteza dos agrupamentos de permeabilidade relativa.

No Capítulo 6 são discutidas diversas peculiaridades da aplicação desta metodologia. A utilização inadequada pode levar a resultados claramente espúrios ou até a resultados que parecem razoáveis mais são incoerentes.

³⁸ O modelo geológico é um modelo espacial de distribuição de tipos de rocha em função da história geológica da bacia sedimentar deduzida a partir das informações conhecidas sobre a geologia regional e de dados do reservatório.

³⁹ O modelo de simulação é um modelo baseado no modelo geológico, geralmente mais grosseiro que este pois lida com um conjunto de equações mais complexas que demandam muito poder computacional para solução de sistemas muito grandes.

O texto contém ainda uma conclusão resumindo o que foi apresentado no Capítulo 6, uma seção sobre trabalhos futuros (Capítulo 7), anexos e apêndices com informações complementares.

Foram utilizadas notas de rodapé para descrever sucintamente termos técnicos da indústria de petróleo e explicitar detalhes específicos, importantes para não serem abordados, mas desnecessários em uma leitura mais dinâmica do texto.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 DEFINIÇÃO DE CLASSES DE ROCHA NA AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Dentro do processo de avaliação do reservatório são determinadas as propriedades petrofísicas de cada ponto da formação produtora, onde a unidade pontual é a célula do modelo discretizado. A cada célula do modelo geológico, inicialmente são atribuídas características geológicas (litofácies ou associação de fácies) e petrofísicas básicas (porosidade) em função da posição da célula no modelo gerado por técnicas de geoestatísticas que corroboram com informações extraídas de ferramentas sísmicas e de perfilagem.

Cada célula do modelo precisa ser caracterizada ainda em relação a outras propriedades, que geralmente não podem ser deduzidas diretamente de ferramentas de sísmica e perfilagem, como permeabilidade absoluta, permeabilidade relativa e pressão capilar. Caso houvesse uma relação única entre as propriedades presentes e ausentes, seria possível atribuir diretamente estas últimas às células. Isso, no entanto, devido à complexidade do meio poroso, não é geralmente o caso, resultando na necessidade de agrupamentos em classes. Nestas classes, amostras semelhantes, que têm correlações similares são consideradas representantes de grupos com comportamentos definidos (com correlações específicas).

Inicialmente, os agrupamentos são definidos com objetivo de obter correlações entre propriedades básicas, este processo é chamado neste texto de “*Rocktyping* Básico”. Algumas vezes estes mesmos agrupamentos são utilizados para atribuição de propriedades especiais, no entanto, nem sempre esta é uma boa estratégia. Neste caso é uma boa prática utilizar agrupamentos específicos para propriedades mais complexas, cujo processo de determinação é chamado neste texto de “*Rocktyping* Especial”.

As curvas de permeabilidade relativa são obtidas em ensaios laboratoriais ou simulações computacionais de escoamento em escala de poros em meios porosos com dimensões não maiores que poucos decímetros, diminutos se comparados com reservatórios comerciais. Estas curvas são geralmente bastante dispersas mesmo em meios porosos classificados como

semelhantes (pontos de regiões razoavelmente⁴⁰ homogêneas). A utilização coerente das curvas de permeabilidade relativa tem, dependendo da homogeneidade do reservatório, que passar por dois processos bem característicos: a classificação da rocha, ou *rocktyping*, e o *upscaling*. Cada reservatório e cada grupo de avaliação pode utilizar diferentes abordagens e diversas etapas em cada um destes processos. O foco deste trabalho está no processo de *rocktyping*.

A Figura 2.1 resume o processo de gênese e uso do *rocktype* (RT). A gênese do *rocktype*, ou *rocktyping*, consiste em duas partes, que foram mostradas anteriormente na Figura 1.5: a definição e a caracterização. A definição tem como objetivo determinar correlações que permitam identificar a que *rocktype* pertence cada célula e amostra analisada, isto é, as relações de pertinência do *rocktype*. Com este objetivo, tanto no processo tradicional quanto na definição dos *rocktypes* dinâmicos, é fundamental que as propriedades utilizadas na definição do RT estejam presentes *a priori*, isto é, antes da aplicação do RT, nas células do modelo do reservatório.

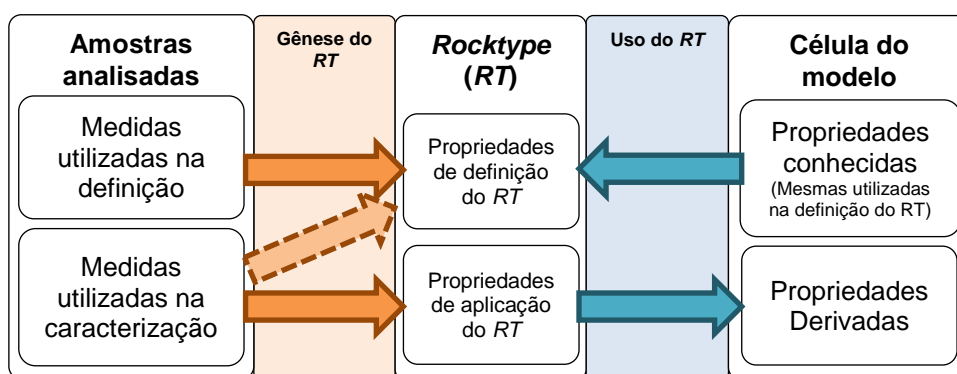


Figura 2.1 – Processos de gênese e uso do *rocktypes* (RT). A seta pontilhada mais clara indica o uso de informações de permeabilidade relativa na gênese do RT, no caso do *rocktyping* dinâmico, mas esta informação não fará parte do conjunto de propriedades que definem o RT. Fonte: Elaborada pelo autor

A diferença principal entre o *rocktyping* tradicional e o dinâmico é a utilização de informações das curvas de permeabilidade relativa, pelo último, como informação acessória para determinação de correlações. Na Figura 2.1 a seta pontilhada indica a utilização (por alguns métodos de *rocktyping*) de informações das propriedades derivadas para direcionar a definição dos *Rocktypes*, mas como estas propriedades não estão presentes no modelo geológico não podem ser parte das propriedades que definirão os limites de pertinência do RT.

⁴⁰ Regiões com propriedades permoporosas e faceológicas semelhantes, isto é, visualmente semelhantes em escala de centímetros e com permeabilidade absoluta e porosidade similares.

A caracterização dos *Rocktypes* consiste em determinar⁴¹ propriedades (derivadas) que possam ser representativas de cada *RT*. O principal objetivo do processo de *rocktyping* é possibilitar a distribuição destas propriedades derivadas no modelo do reservatório.

O uso do *RT* consiste de duas ações: a determinação, em função das propriedades conhecidas da célula, do *RT* referente àquela célula; e a aplicação das propriedades derivadas do *RT* nas células do modelo. As propriedades derivadas podem ser fixas, isto é, serem invariáveis em cada *rocktype*, ou ter correlações com as propriedades conhecidas da célula o que resulta em propriedades variáveis dentro do mesmo *rocktype*.

Um exemplo comum desta variação de propriedades dentro do mesmo *RT* é a determinação de relações para os pontos extremos das curvas de permeabilidade relativa em função de propriedades presentes *a priori* na célula do modelo, como a saturação de água inicial, S_{wi} ⁴² e a saturação de óleo residual, S_{or} , em função da permeabilidade absoluta, bem como a permeabilidade relativa ao óleo na condição inicial, $k_{ro}@S_{wi}$, em função do S_{wi} , entre outros. As correlações são obtidas de dados de amostras que pertençam ao *RT* em análise.

Na Figura 2.2 é apresentada a avaliação da relação entre S_{wi} e permeabilidade absoluta. Apesar do baixo coeficiente de determinação, R^2 (Draper & Smith, 1998), dois grupos têm tendências coerentes com o esperado e o terceiro, com menos amostras, tem uma tendência inversa e não esperada⁴³. A interpretação destes gráficos mostra que o grupo menor não está caracterizado adequadamente e necessita de análises adicionais para melhorar sua representatividade, sendo mais prudente considerar, enquanto isso, uma propriedade constante (com seus limites de incerteza). Os dois grupos maiores já apresentam tendências mais coerentes. A dispersão em torno destas tendências pode ser usada na análise de incerteza da simulação de escoamento no reservatório. No caso de três grupos bem caracterizados espera-se três tendências entre S_{wi} e k_{abs} , possivelmente coerentes, mas distintas, e três regiões de incerteza em torno das tendências.

⁴¹ Determinar propriedades constantes por *RT* ou como funções das propriedades presentes (também por *RT*)

⁴² Saturação de água inicial é, em geral, a saturação de água irreduzível, isto é, a saturação de água não móvel, por estar descontínua, geralmente presente no reservatório, em regiões distantes do aquífero, antes do início da exploração do reservatório. As curvas de permeabilidade relativa são determinadas a partir deste ponto, com permeabilidade nula à água, pois a água é imóvel nesta condição.

⁴³ A tendência mais usual é de queda do S_{wi} com o aumento da permeabilidade absoluta.

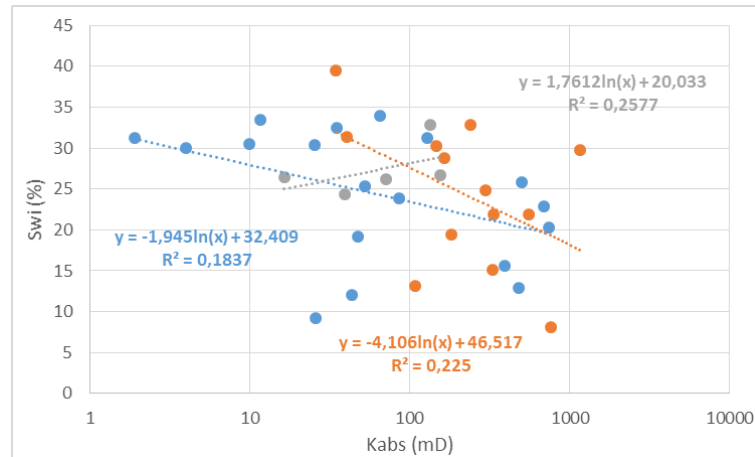


Figura 2.2 – Correlações entre S_{wi} e k_{abs} para os rocktypes (RT) da avaliação 425⁴⁴. As linhas representam as regressões lineares do conjunto de dados de cada grupo. Fonte: Elaborada pelo autor

2.1.1 Rocktyping Básico (Classificação “petro-geológica⁴⁵”)

A classificação das rochas é um processo fundamentalmente estatístico e de reconhecimento de padrões, onde devem ser determinados parâmetros que definam as classes de rocha (Kazemi, et al., 2012; Kazemi, et al., 2012), muitas vezes chamadas de petrofácies ou *rocktypes*, com duas importantes características: 1) agrupar propriedades petrofísicas, em especial, a permeabilidade relativa, de modo a minimizar a sua variância dentro da classe, e 2) ter representação no modelo do reservatório, de modo que as classes geradas possam ser distribuídas neste modelo.

Uma das primeiras definições de tipo de rocha, antes mesmo do termo “*rocktype*” ser cunhado, foi dada por ARCHIE (1950), como sendo formações depositadas em condições semelhantes e que passaram por processos diagenéticos⁴⁶ semelhantes.

RUSHING *et al.* (2008) comentam sobre a classificação das rochas em litofácies, petrofácies e eletrofácies, definidos por PORRAS *et al.* (1999)⁴⁷ e PEREZ *et al.* (2005) como a seguir:

⁴⁴ O programa utilizado para determinar os melhores agrupamentos resultou em mais de 7000 possibilidades. Cada resultado foi numerado sequencialmente.

⁴⁵ Termo cunhado por REBELE *et al.* (2009) para descrever a classificação das rochas em função de propriedades de petrofísica básica e geológicas

⁴⁶ Em geologia e outras ciências correlatas, diagenese refere-se às alterações da rocha posteriores ao processo deposicional.

⁴⁷ PORRAS *et al.* (1999) comparam em seu artigo as *Hydraulic Flow Units*, Litofácies e Petrofácies.

- a) *Litofácies* são fácies baseadas em características mineralógicas, petrográficas e paleontológicas relacionadas com aparência, textura e composição da rocha;
- b) *Petrofácies* são baseadas na distribuição de gargantas de poros tendo, portanto, características semelhantes de escoamento de fluidos;
- c) *Eletrofácies* são baseadas em respostas semelhantes de ferramentas de perfilagem, sendo resposta de características geológicas, mineralógicas, entre outras.

RUSHING *et al.* (2008) divide os *rocktypes* em três classes: deposicionais, petrográficos e hidráulicos, como descritos a seguir:

- a) *Rocktypes Depositionais* seriam aqueles baseados na descrição macroscópica da rocha, agrupados em função da similaridade em composição, textura, estrutura sedimentar e sequência estratigráfica⁴⁸;
- b) *Rocktypes Petrográficos* seriam baseados na descrição microscópica da estrutura porosa atual, sendo influenciado por composição, textura, mineralogia e diagênese;
- c) *Rocktypes Hidráulicos* seriam definidos também em função de características em escala de poros (características microscópicas), mas com enfoque físico (em contraposição ao enfoque geológico dos *rocktypes* petrográficos), baseados em capacidade de fluxo e armazenamento, respectivamente permeabilidade e porosidade.

Uma abordagem tradicional para definição de *rocktypes* hidráulicos consiste em obter padrões distintos para a relação entre porosidade e permeabilidade e considerá-los classes distintas, como exemplificado na Figura 2.3, chamadas por alguns autores (Desouky, 2003; Sharma, et al., 2011; Guo, et al., 2005) de unidades de fluxo (*Hydraulic Flow Unit, HFU*).

Na Figura 2.3 é apresentada uma compilação realizada por CHERAZI e REZAEE, (2012) dos agrupamentos propostos por diversos autores (Kozeny, 1927; Spearing, et al., 2001; Berg, 1970; Sen, et al., 1990; Schlumberger, 1991), ou utilizando equações genéricas, como a equação de potência,

$$k_{abs} = A \cdot \phi^B , \quad (2.1)$$

⁴⁸ A estratigrafia de sequências é focada na análise de mudanças faceológicas e de características geométricas do estrato e identificação de superfícies-chave para determinar a ordem cronológica de preenchimento da bacia sedimentar e de eventos erosivos (CATUNEANU *et al.*, 2008).

onde A e B são parâmetros de ajuste (no gráfico apresentado na Figura 2.3, B foi mantido constante com o valor quatro)

Também podem ser observadas na Figura 2.3 as isolinhas⁴⁹ de funções que relacionam permeabilidade e porosidade. Estas isolinhas definem limites de classes de rocha. Isto é, entre duas isolinhas encontra-se uma classe. Se for possível perceber padrões nos dados experimentais de permeabilidade e porosidade que, alterando os parâmetros, podem ser isolados por estas isolinhas, são definidos grupos diretamente.

No entanto, frequentemente se observa no espaço de permeabilidade x porosidade uma nuvem de pontos sem padrões distinguíveis. Neste caso, os pontos apresentados podem ser agrupados em função de um terceiro parâmetro, como por exemplo, litofácies. Se os grupos apresentarem padrões que podem ser isolados por estas isolinhas, são definidos os limites dos grupos determinados por este terceiro parâmetro em função da permeabilidade e porosidade.

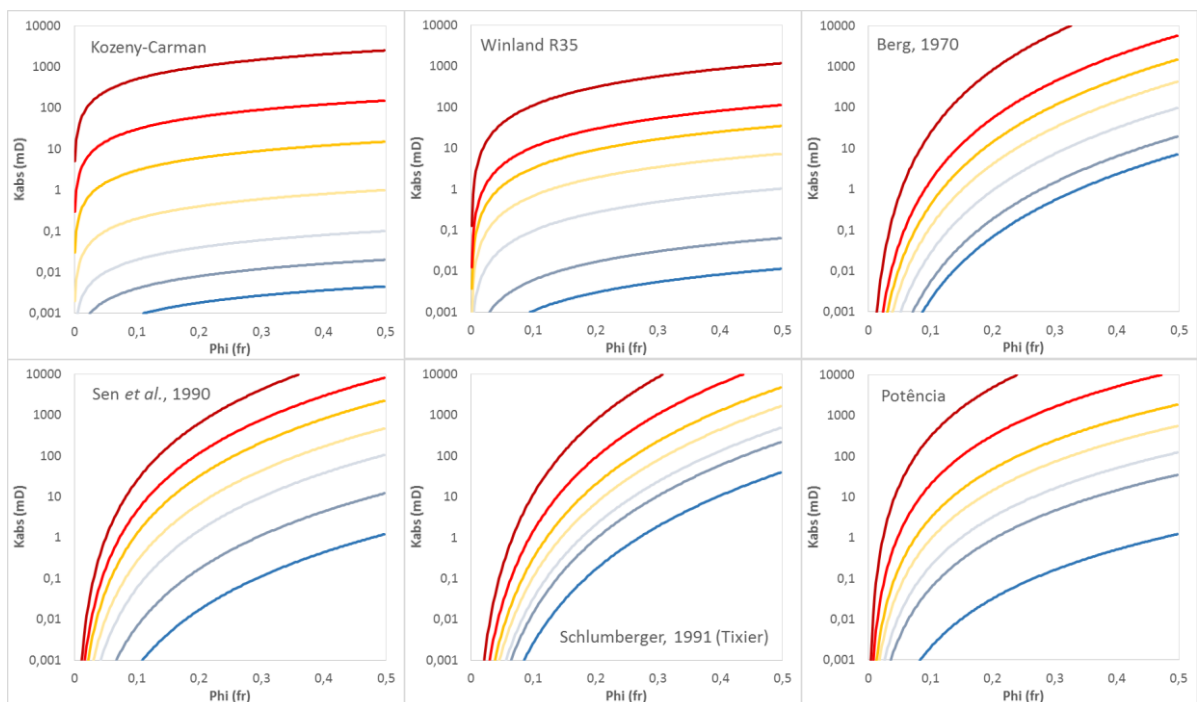


Figura 2.3 – Agrupamentos e relações entre porosidade e permeabilidade. Modificado de CHEHRAZI e REZAEI (2012)

AMAEFULE *et al.* (1993) propõem um procedimento matemático para determinação das HFU , incluindo a determinação da quantidade delas em função dos dados de porosidade

⁴⁹ Linhas que descrevem os pontos cujo valor de um certo parâmetro é constante

(\emptyset) e permeabilidade (k). Para tal propõe a expressão definindo um índice de unidade de fluxo (*Flow Zone Index, FZI*):

$$FZI = \frac{RQI}{\emptyset/(1 - \emptyset)}, \quad (2.2)$$

onde RQI é o indicador de qualidade do reservatório (*Reservoir Quality Indicator*). Este indicador tem unidade de comprimento⁵⁰ e é calculado pela equação

$$RQI \equiv \sqrt{\frac{k}{\emptyset}}. \quad (2.3)$$

O FZI tem relação matemática com características do meio poroso quando este é modelado da forma que CARMAN (1937; 1956) propôs a partir de um trabalho de KOZENY (1927), em uma equação bastante usada em modelagem de escoamento no meio poroso conhecida como equação de Kozeny-Carman, dada por:

$$k = \frac{1}{\tau^2 S_V^2 F_S} \frac{\emptyset^3}{(1 - \emptyset)^2}, \quad (2.4)$$

onde τ é a tortuosidade do meio poroso, definida como uma relação entre o comprimento, L , percorrido por uma partícula e o comprimento equivalente, L_e , que seria percorrido em linha reta entre os mesmos pontos,

$$\tau \equiv \frac{L}{L_e}, \quad (2.5)$$

S_V é a relação entre a área superficial e o volume dos poros em contato com o fluido, F_S , é um fator de forma do poro e \emptyset , a porosidade do meio poroso.

Após um algebrismo simples chega-se a

⁵⁰ Usualmente a equação (2.3) vem acompanhada de um fator de conversão (0,0314) de modo a resultar em um RQI em micrometros, para uma permeabilidade em mD e porosidade em fração.

$$FZI = \frac{1}{\tau_{SV} F_S^{1/2}} \cdot \quad (2.6)$$

Portanto, no modelo de Kozeny-Carman, o *FZI* tem relacionamento com características geométricas do meio poroso que está representando.

Outra técnica de determinação de classes é a utilização do gráfico de Lorenz (*Stratigraphic Lorenz Plot – SLP*) que plota a relação entre capacidade de fluxo (produto da permeabilidade pela espessura da camada, *KH*) e capacidade de armazenamento (produto da porosidade pela espessura da camada, *PhiH*) na ordem estratigráfica (Liu, et al., 2012). Esta técnica foi utilizada por GUNTER *et al.* (1997) e é mostrada na Figura 2.4. Utilizando esta técnica, pode-se dividir o reservatório em camadas de propriedades de fluxo semelhantes, também consideradas, como em outras técnicas, *HFUs*, e escolher amostras destas *HFUs* para caracterizá-las.

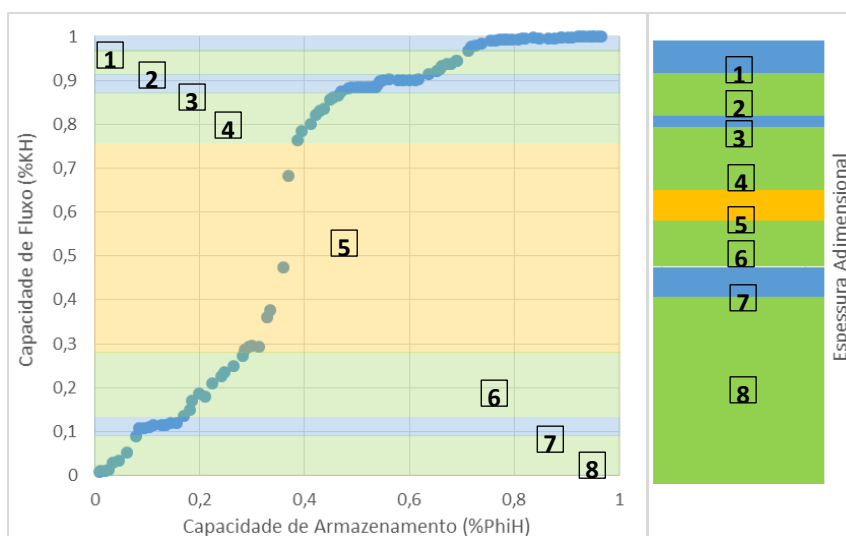


Figura 2.4 – Gráfico de Lorenz estratificado, SMLP. À direita, camadas em profundidade, apenas para mostrar que o gráfico de Lorenz é plotado em ordem estratigráfica e não reflete a espessura das camadas, mas as suas capacidades de fluxo (em função das suas capacidades de armazenamento). Gráficos modificados de GUNTER *et al.* (1997).

Também existe o gráfico de Lorenz modificado (*Modified Lorenz Plot – MLP*), exemplificado na Figura 2.5, que ao contrário do *SLP* ou *SMLP* não é plotado em ordem estratigráfica, mas em ordem de unidades de fluxo definidas anteriormente por outra técnica de classificação (Liu, et al., 2012).

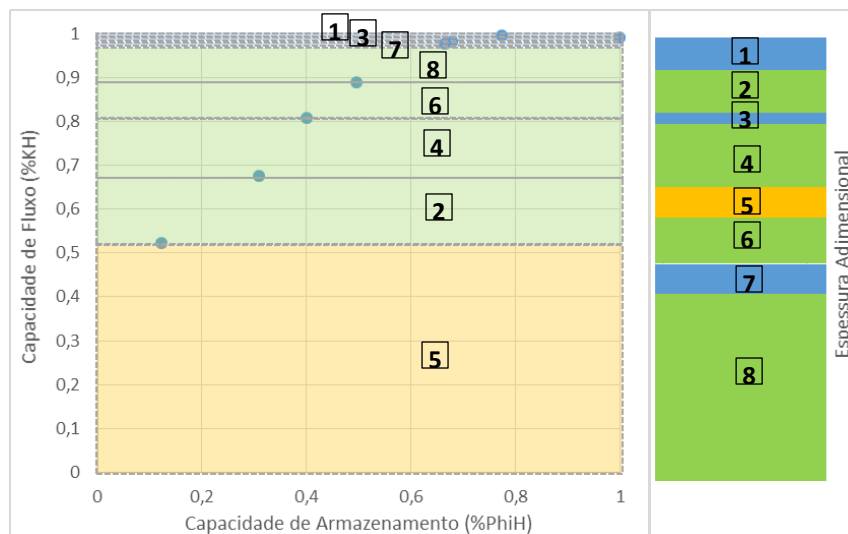


Figura 2.5 – Gráfico de Lorenz Modificado, MLP. À esquerda, camadas em profundidade. Gráficos modificados de GUNTER *et al.* (1997).

Em um processo tradicional de *rocktyping*, definida a correlação entre permeabilidade e porosidade e os limites que separam os agrupamentos, as amostras que realizaram ensaios mais complexos, são classificadas nestes grupos, em função das suas propriedades de permeabilidade e porosidade. A cada grupo é associado um conjunto de propriedades mais complexas, como permeabilidade relativa e pressão capilar.

2.1.2 *Rocktyping* Especial (Classificação em “Grupos Petrofísicos⁵¹”) e “*dynamic rocktyping*”

HAMON e BENNES (2004) dividem as petrofácies em dois grupos: petrofácies baseadas em petrofísica básica (caracterização monofásica de petrofísica) e baseadas em petrofísica especial. O objetivo desta tese é apresentar petrofácies focadas em permeabilidade relativa, pertencentes, portanto, à segunda classificação.

REBELE *et al.* (2009) dividem as petrofácies em estáticas, chamadas pelos autores de grupos petrofísicos, e petrofácies dinâmicas. Os autores defendem que características estáticas (petrofísica básica e pressão capilar ou distribuição de gargantas de poros) podem não capturar a variabilidade das curvas de permeabilidade relativa.

⁵¹ Termo cunhado por REBELE *et al.* (2009) para descrever a classificação das rochas em função de propriedades de petrofísica básica e geológicas, juntamente com propriedades capilares (distribuição de gargantas de poros e curvas de pressão capilar).

REBELE *et al.* (2009) em seu artigo apresentam um fluxograma de *rocktyping* que culmina com os “*dynamic rocktypes*” ou *DRTs*. O fluxograma inicia-se com a abordagem tradicional da determinação do que os autores chamaram de “*Petro-Geological Groups*” (*PGG*), que são agrupamentos que levam em consideração resultados de petrofísica básica (permeabilidade absoluta, porosidade e densidade dos grãos), perfis e descrição geológica. Em seguida são gerados os grupos denominados pelos autores “*Petrophysical Groups*” (*PG*) obtidos pelo agrupamento de meios porosos em função das mesmas propriedades utilizadas na geração dos *PGG*, além de distribuição de gargantas de poros, curvas de pressão capilar e outros parâmetros obtidos em estudos sedimentológicos das amostras retiradas do reservatório.

REBELLE e LALANNE (2014) indicam que geram grupos petrofísicos utilizando redes neurais em função não apenas de porosidade e permeabilidade absoluta, mas também densidade dos grãos e parâmetros das curvas de pressão capilar. Fica clara uma evolução da proposta de REBELLE e LALANNE (2014) em relação à utilização de determinações subjetivas de agrupamentos no espaço bidimensional de porosidade e permeabilidade absoluta. Em sequência estes autores propõem ainda os “*Static RockTypes*” ou *SRT*, que são adequações dos *PGs* levando em considerações características geológicas, incluindo a diagênese, e a relação com as respostas de perfil, de modo a atribuir uma assinatura rastreável dos grupos em perfis. Esse rastreamento dos *SRTs* em perfis facilita a distribuição dos grupos no modelo geológico.

Os *PGs* não são capazes de capturar a complexidade das curvas de permeabilidade relativa, REBELE *et al.* (2009) citam HAMON e BENNES (2004) e defendem que além dos parâmetros já mencionados para determinação dos *PGs* propriedades petrofísicas dinâmicas, em especial as próprias curvas de permeabilidade relativa, e indicadores de molhabilidade, como a distância ao nível de água livre⁵², por exemplo, devem ser usados em uma descrição multivariada para determinação dos *rocktypes* dinâmicos.

Um fluxograma simplificado sobre o processo tradicional de determinação de *rocktypes* e sua comparação com o método de *Rocktyping* dinâmico é apresentado na Figura 2.6

⁵² O nível de água de água livre é definido como a profundidade onde a pressão da água e do óleo são iguais, ou, em termos de pressão capilar, esta é nula. (ABDALLAH *et al.*, 2007)

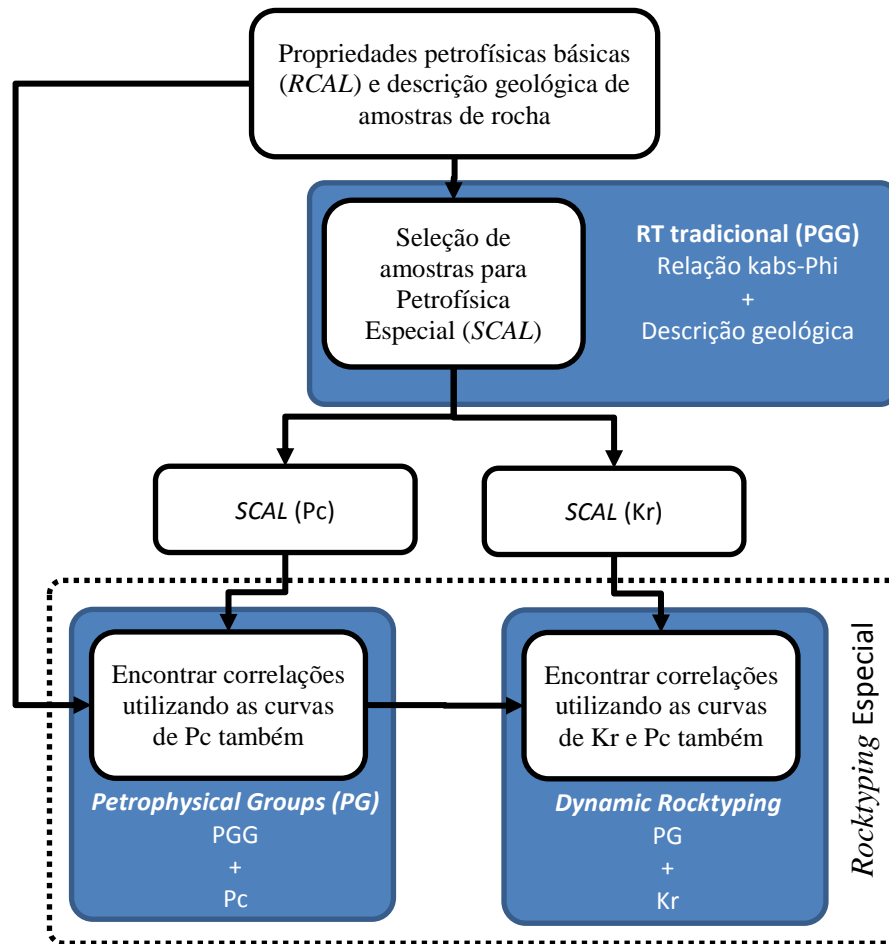


Figura 2.6 – Comparação entre os processos de definição tradicional do *rocktype* e do *dynamic rocktyping*.
Fonte: Elaborada pelo autor

A principal contribuição desta tese está na proposição de uma técnica de determinação de *rocktypes* dinâmicos de uma forma estruturada e (semi) automatizada com a aplicação de técnicas de agrupamento associadas a um processo de otimização, de modo a obter agrupamentos em um espaço de propriedades do modelo geológico em conjunto com resultados de baixa dispersão em um espaço de propriedades da propriedade derivada, a permeabilidade relativa, neste caso.

Na literatura foram encontrados diversos métodos de determinação de *rocktypes*, apresentados nesta seção, diversos métodos de agrupamento e otimização, apresentados mais adiante neste capítulo, mas nenhum método que reunisse as ferramentas como está sendo proposto neste trabalho.

2.2 TÉCNICAS DE AGRUPAMENTO

De acordo com JAIN (2009), “A *Análise de Agrupamento é o estudo formal de métodos e algoritmos para agrupamento de elementos de acordo com suas similaridades ou características intrínsecas medidas ou percebidas*”. A Análise de Agrupamento conta com uma grande gama de métodos para separar dados em grupos, cada método mais adequado a alguns cenários. A característica mais comum para definição dos grupos em um agrupamento é a distância dos seus constituintes, como mostrado na Figura 2.7. Deseja-se neste caso obter grupos cujos elementos os sejam mais próximos entre si.

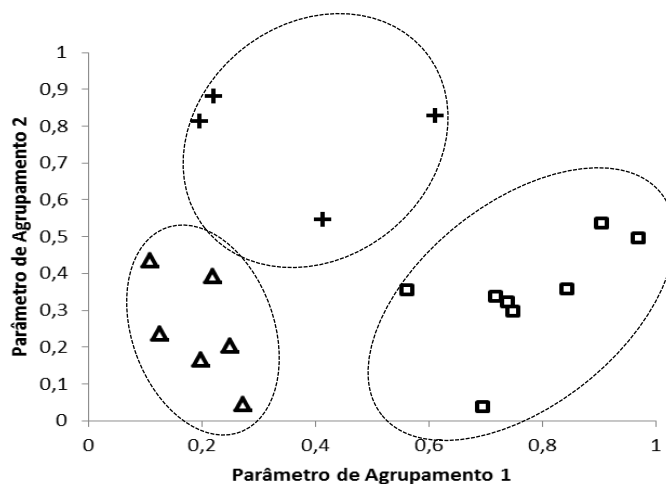


Figura 2.7 – Agrupamento por proximidade no espaço n -dimensional (neste caso, para facilitar a representação gráfica, bidimensional) de parâmetros de agrupamento. Fonte: Elaborada pelo autor.

Os métodos de agrupamento podem geralmente ser divididos em dois grandes grupos: agrupamentos hierárquicos e particionais (Jain, 2009). O agrupamento hierárquico recursivamente aglutina indivíduos em grupos desde os mais próximos até os mais distantes, até que todos os indivíduos façam parte de um único grupo. Este processo pode ser representado graficamente por uma estrutura tipo árvore chamada dendograma, como é mostrado mais adiante (na Figura 2.9). O agrupamento particional divide os indivíduos em um número, geralmente pré-definido, de grupos tentando otimizar uma função objetivo, geralmente relacionada com o máximo de distância intergrupos e o mínimo de dispersão intragrupo.

Além das técnicas específicas para agrupamento a utilização de redes neurais auto organizáveis, principalmente o mapa de Kohonen, também é bastante comum (Lozano, et al., 1996; Godin, et al., 2005; Dragomir, et al., 2014).

MOK *et al.* (2012) defendem que não há uma técnica de agrupamento que se aplique universalmente a todos os conjuntos de dados porque os algoritmos são baseados em certas heurísticas referentes a como os indivíduos se relacionam no conjunto de dados, isto é, como são a forma e os critérios que definem os grupos. Neste trabalho foi inicialmente escolhido utilizar o agrupamento hierárquico, pois dele resulta o dendograma que pode ajudar a interpretar a relação entre as amostras e curvas de permeabilidade relativa. Também se aplicou uma técnica de agrupamento particional (k-médias). No entanto, a tese defendida neste texto não se limita a aplicação de uma técnica específica de agrupamento ou otimização, mas sim a metodologia de utilização conjunta de uma técnica de agrupamento com uma técnica de otimização, mais adequadas a cada caso.

Uma característica complexa, porém desejável quando possível, é a determinação do número de classes que os dados naturalmente possuem, em contraposição a imposição da separação dos dados em “*k*” classes determinadas *a priori*. MOK *et al.* (2012) propõem uma técnica de identificação de número de grupos integrando resultados de diversos agrupamentos definidos por uma técnica usual e avaliados em uma matriz de decisão computados os agrupamentos mais frequentes.

KUO e LIN (2010) utilizam redes neurais para determinação do número de grupos naturais de um conjunto de dados para então proceder com técnicas de agrupamento para determinar os elementos de cada grupo.

LIU *et al.* (2011) utilizam um processo de agrupamento baseado em PSO (*Particle Swarm Optimization*) para determinar o número de fácies sísmicas adequado de um determinado conjunto de dados.

HAMZABAN e MEMARIAN (2008) utilizam uma técnica de agrupamento sequencial, proposta no artigo, atribuindo-se novos grupos em função de uma distância máxima para pertinência do indivíduo a um certo grupo. Quanto maior a distância máxima admitida, menor o número de grupos gerados, e vice-versa. Uma análise de sensibilidade em relação a definição da distância máxima e do número de grupos gerados resulta na determinação do número de grupos mais apropriado.

No caso do agrupamento de permeabilidades relativas, no entanto, dois problemas surgem relativos à avaliação natural do número de grupos: 1) a pequena quantidade de dados disponíveis que resulta geralmente em uma superdimensionalização do número de grupos, pois os dados ainda esparsos demais são considerados grupos quase unitários, 2) o número de grupos de permeabilidade relativa a ser utilizada pelo modelo de simulação é muitas vezes limitado pela capacidade computacional disponível para rodar o modelo e da quantidade de dados disponíveis para caracterizar adequadamente cada grupo gerado. Em função das limitações impostas geralmente o número de grupos é definido *a priori*.

2.2.1 Agrupamento Hierárquico

O agrupamento hierárquico, ou agrupamento pareado, é uma técnica de análise de agrupamento que utiliza uma métrica para avaliação de similaridade ou dissimilaridade (distância) para obter sequencialmente (hierarquicamente) pares de pontos ou subconjuntos próximos.

Um indivíduo (uma amostra de rocha, por exemplo) pode ser representado por um ponto em um espaço n -dimensional de características escolhidas deste indivíduo, onde cada característica é representada por uma coordenada deste espaço. Usando este espaço e uma métrica para medir as distâncias entre indivíduos é possível determinar proximidade entre eles.

Para realizar o agrupamento, além da métrica para determinar distância entre indivíduos, é necessária também uma regra para determinar a distância entre indivíduos e grupos e entre grupos. Esta regra é chamada de “*linkage criterium*” ou critério de ligação, em tradução livre.

O agrupamento hierárquico começa com a procura em todo o espaço dos dois indivíduos mais próximos. Estes indivíduos são agrupados e o método volta a procurar em todo o espaço pelos dois elementos mais próximos (a palavra elemento está sendo usada neste texto quando a referência é válida para indivíduo ou grupo indistintamente). O grupo formado no passo anterior também é levado em conta na avaliação de distâncias. O processo continua até que todos os elementos tenham sido agrupados em um único grande grupo.

Para a avaliação da distância entre indivíduos a métrica mais usada é a distância Euclidiana (ou norma L_2 do vetor diferença), mas há muitas outras normas que podem ser usadas, como o quadrado da distância Euclidiana, a distância Mahalanobis (Mahalanobis, 1936), a norma Minkowski, (também conhecida como norma L_p) do vetor diferença (Kruskal, 1964) entre outras (Deza & Deza, 2009).

Em relação a distâncias entre grupos e entre indivíduos e grupos, a maioria dos critérios de ligação define um ponto que represente o grupo e mede as distâncias como se estivesse medindo distâncias entre pontos. Este ponto representativo pode ser o mais distante, no critério de ligação chamado “*complete-linkage*” ou o mais próximo, no critério de ligação chamado “*single-linkage*” ou uma média dos indivíduos do grupo, em critérios de ligação como o UPGMA (“*Unweighted Pair Group Method with Arithmetic Averages*”) ou o WPGMA (“*Weighted Pair Group Method with Arithmetic Averages*”). Uma explicação detalhada dos critérios de ligação mais comuns pode ser encontrada no trabalho de GRONAU e MORAN (2006).

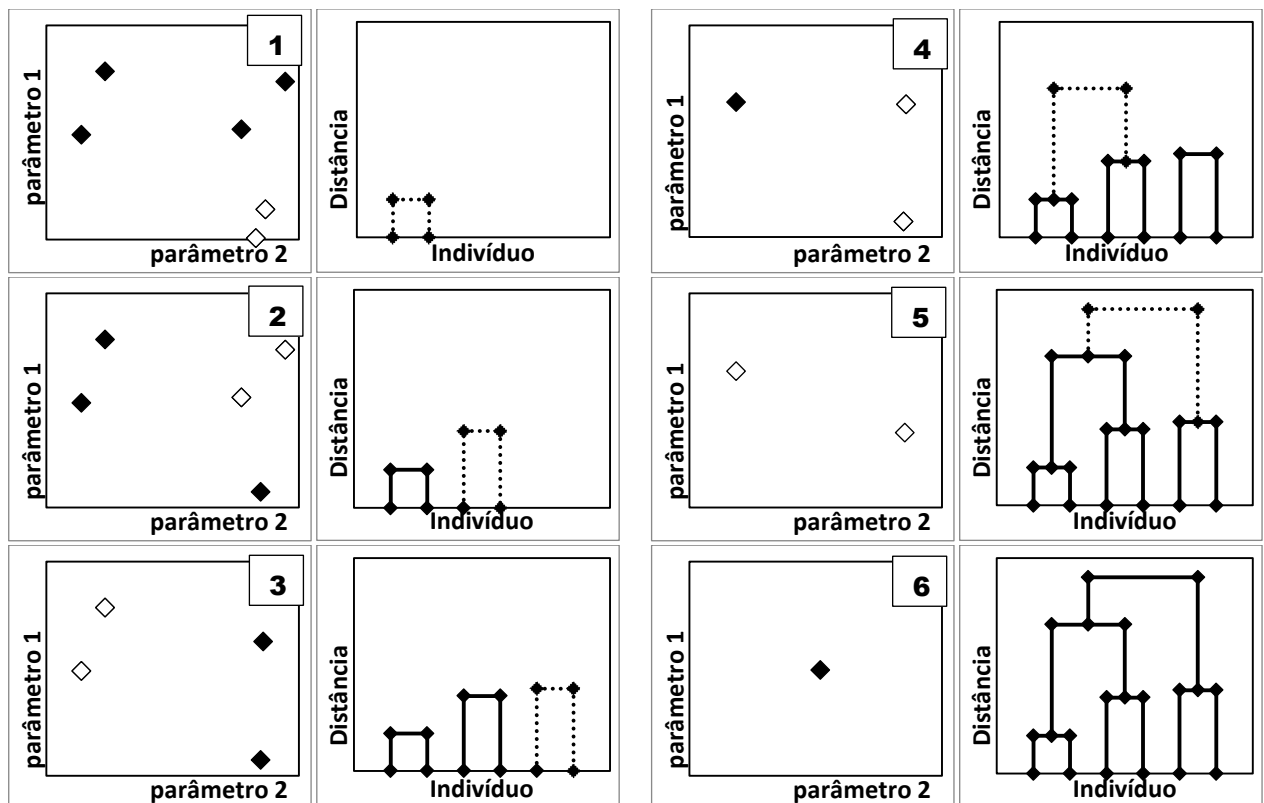


Figura 2.8 – Processo de agrupamento hierárquico WPGMC (lado esquerdo de cada coluna) e o respectivo dendrograma (lado direito de cada coluna) de um espaço bidimensional de parâmetros com seis indivíduos. Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 2.8 mostra o processo recursivo do agrupamento hierárquico usando o critério de ligação WPGMC (“*Weighted Pair-Groups Method using Centroids*”), onde a dupla de elementos é substituída pelo seu ponto central. Percebe-se, no quadro 1 da Figura 2.8, que o algoritmo encontra os dois pontos mais próximos do espaço, os agrupa e os substitui por um ponto médio, na sequência de quadros o processo continua até que todos os indivíduos estejam em um único grupo. A diferença entre os critérios de ligação WPGMA ou UPGMA e suas contrapartidas WPGMC e UPGMC são detalhadas no Apêndice B.

A parte direita das colunas da Figura 2.8 mostra a formação do dendograma correspondente. No dendograma é representada a distância entre dois elementos que foram unidos. Olhando o dendograma é fácil de identificar como os indivíduos se relacionam nos grupos, quais são os indivíduos mais próximos, quais são os *outliers*⁵³, etc. Este tipo de avaliação pode ser realizado diretamente no gráfico do espaço, se ele for bidimensional ou tridimensional, mas em um espaço n -dimensional, com n maior que três, esta avaliação se torna impossível ou muito difícil.

A partir do dendograma é possível verificar graficamente certos agrupamentos de amostras. No exemplo apresentado na Figura 2.9, caso se deseje dividir o conjunto de amostras em três grupos, os conjuntos “aparecem” naturalmente:

$$\{18,4,2,3,22,15,16,14,21,13,5,24,1,7,9,12\}; \{19,20,11\}; \{6,10,8,23,17\}.$$

Qualquer outro número de conjuntos (entre dois grupos e o número de amostras) poderia ser obtido apenas escolhendo diferentes distâncias máximas entre os conjuntos.

Pelo gráfico da Figura 2.9 é possível perceber que as amostras 8 e 23 são as mais próximas entre si (no espaço de agrupamento utilizado) seguidas pelas amostras 2 e 3, e assim sucessivamente.

A observação do dendograma também facilita a interpretação do método de agrupamento pareado, onde as duas amostras mais próximas, de um conjunto de “ m ” amostras, são substituídas por uma amostra “média” e esta é então avaliada no conjunto de “ $m-1$ ” amostras.

⁵³ Alguns elementos podem aparecer claramente distantes de todos os demais, não pertencendo a nenhum agrupamento (a não ser quando poucos grupos ou apenas um grupo resta)

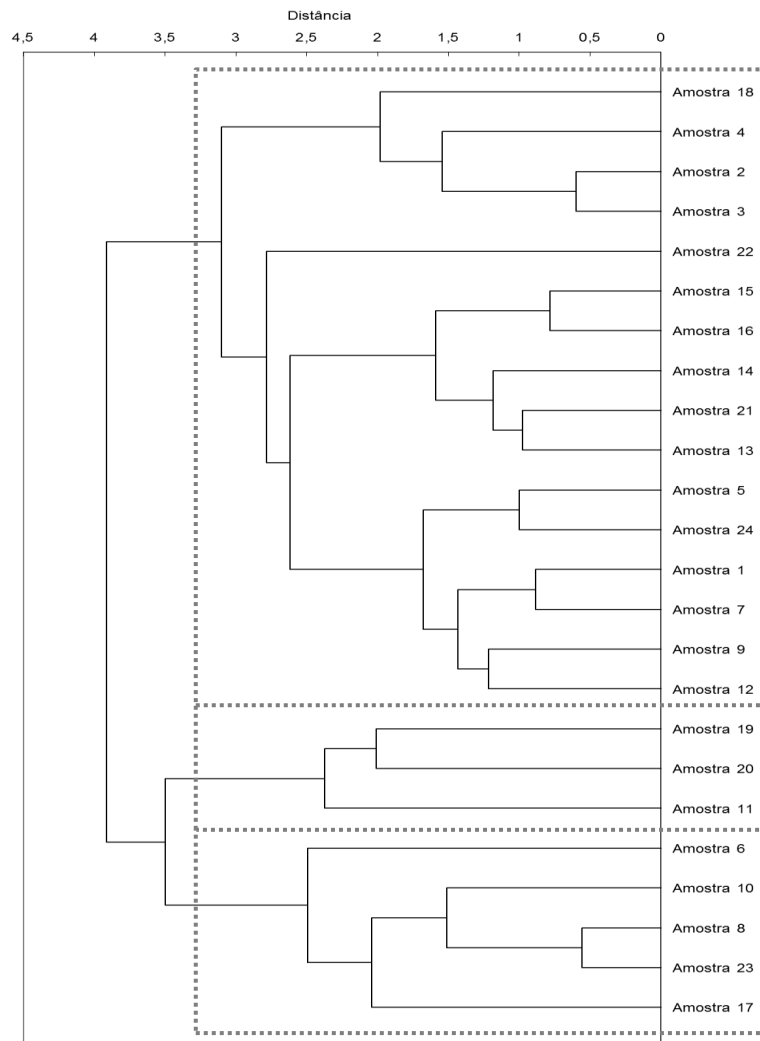


Figura 2.9 – Dendrograma do agrupamento WPGM de 24 amostras. Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.1.1 Distância entre pontos do espaço n -dimensional

A determinação dos agrupamentos é baseada em uma métrica para definição de distância entre os pontos e grupos do espaço. Entre algumas métricas disponíveis na literatura (Deza & Deza, 2009), pode-se citar a Distância Euclidiana, ou Norma L_2 do vetor diferença, utilizada neste trabalho, as Normas L_p , a distância de Mahalanobis e o cosseno entre os vetores relativos aos pontos avaliados, como apresentados a seguir:

Distância Euclidiana
(Norma L_2 do vetor diferença)

$$\|\mathbf{a} - \mathbf{b}\|_2 = \sqrt{\sum_i (a_i - b_i)^2} \quad (2.7)$$

Quadrado da distância Euclidiana

$$\|\mathbf{a} - \mathbf{b}\|_2^2 = \sum_i (a_i - b_i)^2 \quad (2.8)$$

Distância Manhattan
(norma L_1 do vetor diferença)

$$\|\mathbf{a} - \mathbf{b}\|_1 = \sum_i |a_i - b_i| \quad (2.9)$$

Distância máxima
(norma L_∞ do vetor diferença)

$$\|\mathbf{a} - \mathbf{b}\|_\infty = \max |a_i - b_i| \quad (2.10)$$

Norma Minkowski
Norma L_p do vetor diferença
(forma genérica que agrupa as normas L , com p variando de um a infinito)

$$\|\mathbf{a} - \mathbf{b}\|_p = \left[\sum_i (a_i - b_i)^p \right]^{1/p} \quad (2.11)$$

Distância Mahalanobis
(Σ é a matriz de covariância)

$$\|\mathbf{a} - \mathbf{b}\|_M = \sqrt{(\mathbf{a} - \mathbf{b})^T \Sigma^{-1} (\mathbf{a} - \mathbf{b})} \quad (2.12)$$

Cosseno entre os vetores distância

$$\cos(\mathbf{a}\mathbf{b}) = \frac{\mathbf{a} \cdot \mathbf{b}}{\|\mathbf{a}\| \|\mathbf{b}\|} \quad (2.13)$$

O conjunto de pontos de um espaço n -dimensional é avaliado de modo a determinar o par de menor distância. Os pontos de menor distância são agrupados e avaliados com um grupo em relação aos outros pontos do espaço.

2.2.1.2 Distância entre grupos e pontos do espaço

O grupo gerado deve ter a distância avaliada em relação a outros grupos e pontos. Isto é, além de uma métrica para determinação de distância entre pontos é necessária uma métrica para determinação de distância entre grupos ou entre grupos e pontos. Esta avaliação de distância envolvendo grupos é realizada através de alguns métodos distintos, chamados de critérios de ligação.

Existem diversos critérios de ligação na literatura (Gronau & Moran, 2007), como o WPGM, utilizado neste trabalho, entre outros citados a seguir:

- a) Ligação mínima ou simples (*single-linkage*): a distância entre os elementos mais próximos dos grupos é considerada como distância entre os grupos, ou seja,

$$d(A, B) = \min_i \{d_i(\mathbf{a}, \mathbf{b}) : \mathbf{a} \in A, \mathbf{b} \in B\}, \quad (2.14)$$

onde d_i é a distância determinada por alguma métrica. A e B são conjuntos de pontos agrupados em passos anteriores, ou conjuntos de único elemento, caso se tratem de pontos ainda não relacionados a nenhum grupo;

- b) Ligação máxima ou completa (*complete-linkage*): a distância entre os elementos mais distantes dos grupos é considerada como distância entre os grupos, ou seja,

$$d(A, B) = \max_i \{d_i(\mathbf{a}, \mathbf{b}) : \mathbf{a} \in A, \mathbf{b} \in B\}; \quad (2.15)$$

- c) Ligação por média (*average-linkage*), também conhecida por agrupamento pareado não ponderado (*Unweighted Pair Group Method with Arithmetic Mean – UPGMA*) (Gronau & Moran, 2007), com a distância entre grupos calculada da seguinte forma:

$$d(A, B) = \frac{1}{|A| \cdot |B|} \sum_{\mathbf{a} \in A} \sum_{\mathbf{b} \in B} d(\mathbf{a}, \mathbf{b}), \quad (2.16)$$

onde $|G|$ é a cardinalidade de G , isto é, a quantidade de elementos do conjunto G .

Pode causar estranheza este critério ser chamado de não-ponderado, visto que claramente há uma ponderação pelo tamanho dos grupos. Por outro lado, esta “ponderação” pode ser considerada uma correção de distorção da posição do ponto considerado representante médio de um grupo;

- d) Outra técnica de ligação por média, mais precisamente conhecida por agrupamento pareado ponderado⁵⁴ (*Weighted Pair Group Method with Arithmetic Mean – WPGMA*), definida por

$$d(A, B) = \frac{1}{2}(d(A) + d(B)), \quad (2.17)$$

onde $d(G)$ é a medida de ligação WPGMA interna ao conjunto G .

$$d(G) = d(G_1, G_2) = \frac{1}{2}(d(G_1) + d(G_2)). \quad (2.18)$$

Neste modelo de ligação, elementos de conjuntos menores têm peso relativo maior na determinação da distância entre os grupos, por isso este critério é considerado ponderado, enquanto os critérios tipo UPGM são não-ponderados;

- e) Coeficiente de correlação de Person, definido como

$$r(A, B) = \frac{cov(A, B)}{\sqrt{var(A) \cdot var(B)}}, \quad (2.19)$$

isto é, uma covariância relativa às variâncias dos conjuntos, sendo portanto, uma medida de similaridade, em contraposição às distâncias especificadas anteriormente, que são medidas de dissimilaridade. Isto posto, é evidente que são desejados grupos onde seus indivíduos possuam alto coeficiente de Pearson, em módulo.

A medição das distâncias na prática é realizada de modo incremental, isto é, a cada novo grupo formado, ao invés de toda a matriz de distâncias ser recalculada, apenas as distâncias ao novo grupo formado são recalculadas baseadas nas distâncias do passo anterior, como descrito por GRONAU (2007):

Ligação Simples	$d(A, (B \cup C)) = \min(d(A, B), d(A, C)),$	(2.20)
--------------------	--	--------

⁵⁴ Esta técnica de ligação é considerada ponderada pois os pesos de cada elemento não são iguais. Como a equação (2.17) não corrige o peso dos grupos A e B em função do número de seus componentes, grupos maiores têm componentes com pesos individuais menores e vice-versa.

$$\begin{array}{l} \text{Ligação} \\ \text{Completa} \end{array} \quad d(A, (B \cup C)) = \max(d(A, B), d(A, C)), \quad (2.21)$$

$$\text{WPGMA} \quad d(A, (B \cup C)) = \frac{1}{2}(d(A, B) + d(A, C)), \quad (2.22)$$

$$\text{UPGMA} \quad d(A, (B \cup C)) = \frac{|B|}{|B| + |C|} d(A, B) + \frac{|C|}{|B| + |C|} d(A, C). \quad (2.23)$$

WARD (1963) propôs uma técnica genérica para a determinação de grupos onde objetiva-se minimizar ou maximizar uma função objetivo especificada pelo investigador. Em um conjunto de “ n ” subconjuntos, deve-se agrupar dois subconjuntos, selecionando, entre todos os agrupamentos possíveis, o que minimiza ou maximiza a função objetivo para o novo conjunto de “ $n - 1$ ” subconjuntos. Segue-se daí, hierarquicamente, até o conjunto de grupos desejado.

Como exemplo, Ward propôs que a função objetivo fosse a variância dos grupos gerados e o objetivo seria gerar grupos que minimizassem a variância intragrupos. Ward considerava esta função objetivo como a função “perda de informação”. Ward a considerava assim, pois a função Soma de Erro Quadrático (variância) é uma avaliação de quanto de informação é perdida ao utilizar-se da média para representar o grupo. O critério de agrupamento por minimização da variância ficou conhecido como Método de Mínima Variância de Ward ou simplesmente Método de Ward. Segundo LANDIM (2004), métodos de agrupamento pareados igualmente ponderados têm se mostrado superiores aos demais métodos de agrupamento hierárquico. A comparação entre o UPGM e o método de Ward, realizada por HALE e DOUGHERTY (1988) também mostraram a superioridade do UPGM.

Para a avaliação da metodologia neste trabalho foram utilizados os critérios de ligação UPGMA, WPGMA e a correlação de Pearson. Como métrica para medição de distâncias foi utilizada a distância Euclidiana.

2.2.2 Agrupamento Particional

O agrupamento particional se diferencia do agrupamento hierárquico por definir os grupos sem a imposição de uma estrutura de precedência. Enquanto o agrupamento hierárquico determina os grupos de forma sequencial, o agrupamento particional particiona o espaço de dados diretamente (Jain, 2009). Isto não significa, no entanto, que as técnicas de agrupamento particional não se utilizem de processos iterativos para determinação dos grupos, apenas estes processos iterativos não resultam em agrupamentos com estrutura hierárquica sequencial.

2.2.2.1 Agrupamento por k -médias (k -means)

A técnica de agrupamento particional mais comum na literatura é o método de agrupamento por k -médias, termo originalmente cunhado por MACQUEEN (1967)

Nesta técnica define-se *a priori* a quantidade k de grupos a serem criados. O objetivo a partir de então é a minimização da variabilidade intragrupos e a maximização da variabilidade intergrupos.

O algoritmo tradicional, proposto originalmente por Lloyd⁵⁵, é uma iteração onde os indivíduos são movidos para o grupo G_i com centro \mathbf{x}_{G_i} mais próximo e os centros são recalculados. Esta iteração, representada no fluxograma da Figura 2.10, ocorre até que nenhum indivíduo mude de grupo.

Isto é, matematicamente:

$$G_i(t) = \left\{ \mathbf{x}_p : \left\| \mathbf{x}_p - \mathbf{x}_{G_i}(t) \right\| \leq \left\| \mathbf{x}_p - \mathbf{x}_{G_j}(t) \right\| \quad \forall 1 < j < k \right\} \quad (2.24)$$

⁵⁵ Proposto em 1957, ainda antes do termo k -média ter sido cunhado, mas publicado apenas por LOYD (1982) *apud* JAIN (2009). FORGY (1965) publicou o mesmo método, que ficou conhecido como Lloyd-Forgy, além do tradicional k -mean (k -média) ou *Lloyd's algorithm* (fonte: http://en.wikipedia.org/wiki/K-means_clustering, último acesso 20/07/2015)

A cada passo de tempo t , o grupo G_i é formado pelos indivíduos \mathbf{x}_p que são mais próximos de seu centro \mathbf{x}_{G_i} que do centro de qualquer outro grupo G_j .

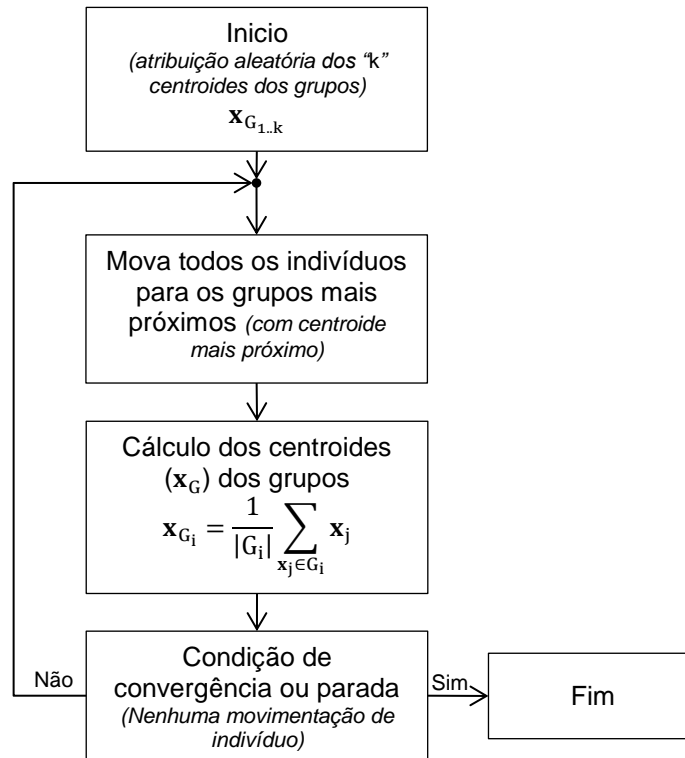


Figura 2.10 – Fluxograma do algoritmo de agrupamento por k -médias. \mathbf{x} marca os vetores de parâmetros, G os grupos, $|G_i|$ o número de elementos do grupo. Fonte: Elaborada pelo autor.

A definição do agrupamento inicial, que tem impacto sobre o resultado e sobre a convergência do método, é objeto de vários artigos e técnicas como inicialização aleatória de k -centroides (*Forgy Method*), Partição Aleatória (que atribuiu grupos aleatoriamente aos indivíduos) e *k-means++* (Arthur & Vassilvitskii, 2007).

A obtenção de agrupamentos que minimizam a dispersão também é escopo de diversas técnicas, além da tradicional, apresentada na Figura 2.10. Muitas técnicas utilizam otimização heurística, como *ant-k-means* (AK) (Kuo, et al., 2005), K-PSO (Chuang, et al., 2011) e *Genetic-Algorithm-k-means* (KGA) (Bandyopadhyay & Maulik, 2002), para determinação dos conjuntos de mínima dispersão.

MACQUEEN (1967) também propõe uma técnica de agrupamento hierárquico utilizando k -médias. Define-se o número “ k ” de grupos por nível e um limite máximo para variância intragrupos. Os grupos gerados no nível atual são avaliados em relação ao limite estipulado para a variância. Enquanto houver grupos que não satisfaçam o limite de variância, estes grupos são divididos em “ k ” subgrupos. As iterações param quando todos os grupos/subgrupos gerados satisfaçam o limite estipulado para a variância.

O método k -médias foi utilizado como uma das possibilidades de determinação dos agrupamentos (além do agrupamento hierárquico com critérios de ligação UPGMA, WPGMA e Person).

2.2.3 Agrupamento por minimização de distâncias ou outras correlações

Um método de agrupamento, suportado simplesmente pela minimização da distância entre indivíduos e o centroide de seus grupos, como no caso do agrupamento k -médias, pode deixar de capturar padrões, como exemplificado na Figura 2.11. A figura mostra como os grupos são intuitivamente formados pelos três conjuntos circulares, no entanto, como os conjuntos têm dimensões distintas, o método de agrupamento por k -médias não funciona apropriadamente, agrupando elementos do grupo maior como se pertencessem ao grupo menor, apenas por que estão mais próximos do centro deste.

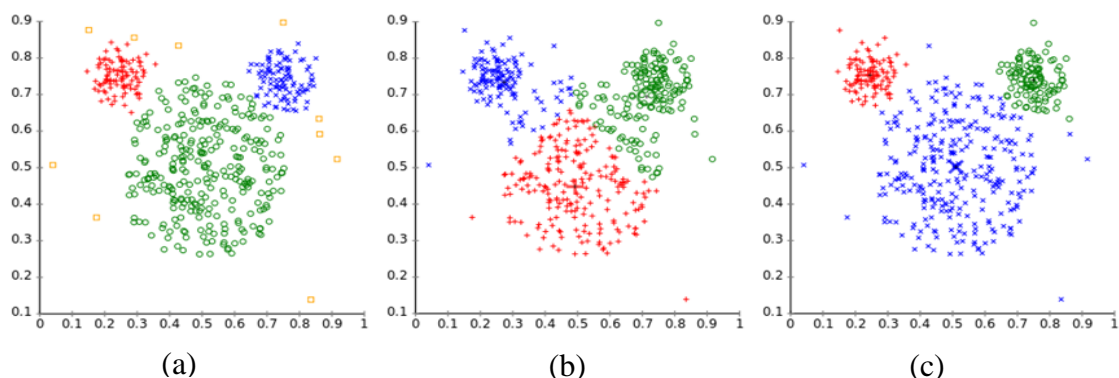


Figura 2.11 – Agrupamento de um conjunto de dados (a), por k -médias, (b), e por EM (*expectation-maximization*)⁵⁶, (c). Fonte: http://en.wikipedia.org/wiki/K-means_clustering - último acesso: 20/07/2015

⁵⁶ Não é objetivo deste texto descrever todas as técnicas de agrupamento possíveis, como por exemplo a técnica de *Expectation Maximization (EM)*. Esta técnica foi apenas citada para demonstrar que a aplicabilidade de cada técnica de agrupamento pode variar em função da lógica de agrupamento dos dados.

Existem métodos de agrupamento que são capazes de identificar correlações no conjunto de dados, como o *Expectation Maximization* citado na Figura 2.11 ou o Fuzzy C-Means (FCM) associado a um processo de particionamento de gráficos como proposto por MOK *et.al.* (2012), com alguns resultados apresentados na Figura 2.12.

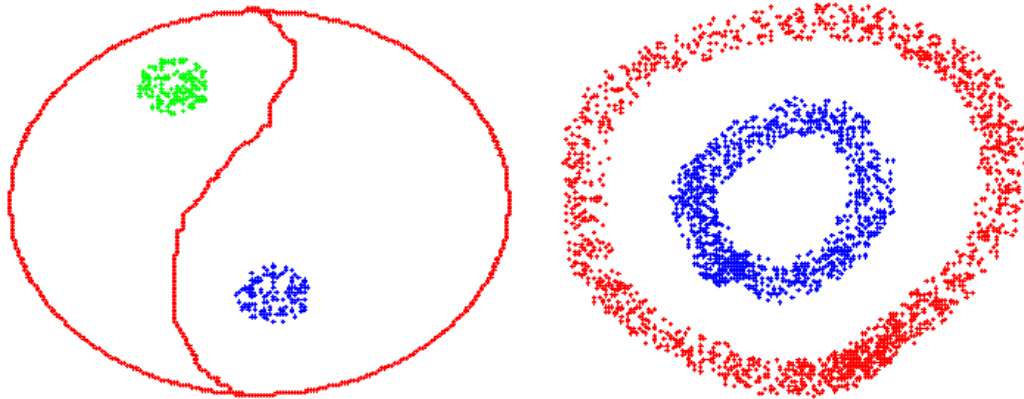


Figura 2.12 – Resultados da técnica de agrupamento proposta por MOK *et al.* (2012). À esquerda três grupos gerados a partir de um conjunto de 889 dados. À direita, 2 grupos determinados a partir de um conjunto de 2298 dados. Fonte: (Mok, et al., 2012)

Algumas correlações entre propriedades das curvas de permeabilidade relativa são conhecidas na indústria do petróleo, como, por exemplo, as relações entre saturação de água inicial (S_{wi}) ou a saturação de óleo residual (S_{or}) e permeabilidade absoluta (k_{abs}). No entanto estas correlações não estão sempre claras, isto é, não são sempre correlações fortes, e o uso delas como modos de agrupamento não chegou a ser avaliado diretamente. Este uso introduziria uma complexidade adicional à definição do espaço de agrupamento, pois apesar de existirem correlações em espaços bidimensionais, em espaços n -dimensionais estas não são conhecidas. É possível que o método de agrupamento tivesse que ser capaz de lidar com correlações em algumas dimensões e com minimização de distâncias em outras. Neste trabalho o agrupamento por minimização das distâncias foi utilizado por ser mais genérico, no entanto, a avaliação do uso de técnicas de agrupamento que trabalham com outras correlações como objetivo é interessante para futuros desenvolvimentos da técnica.

Além de uma técnica de agrupamento que fosse capaz de perceber correlações, outra possibilidade de lidar com esta característica seria definir diretamente uma ou mais dimensões do espaço com equações que descrevem as correlações. Um exemplo desta possibilidade é a utilização do FZI como uma das dimensões do espaço de agrupamento. A técnica de agrupamento que busca minimizar distâncias agrupará indivíduos com FZI semelhantes, o que resulta em indivíduos que têm uma tendência semelhante no espaço bidimensional de

permeabilidade absoluta e porosidade. Isto pode ser observado na Figura 2.13 que apresenta os resultados da aplicação de uma técnica de agrupamento hierárquico com critério de ligação WPGMA que buscava os melhores agrupamentos (de três grupos) em relação ao FZI (resultados apresentados mais detalhadamente no Capítulo 4). Percebe-se claramente que os grupos formados têm correlações semelhantes no espaço bidimensional de permeabilidade absoluta e porosidade, mas não necessariamente pontos próximos.

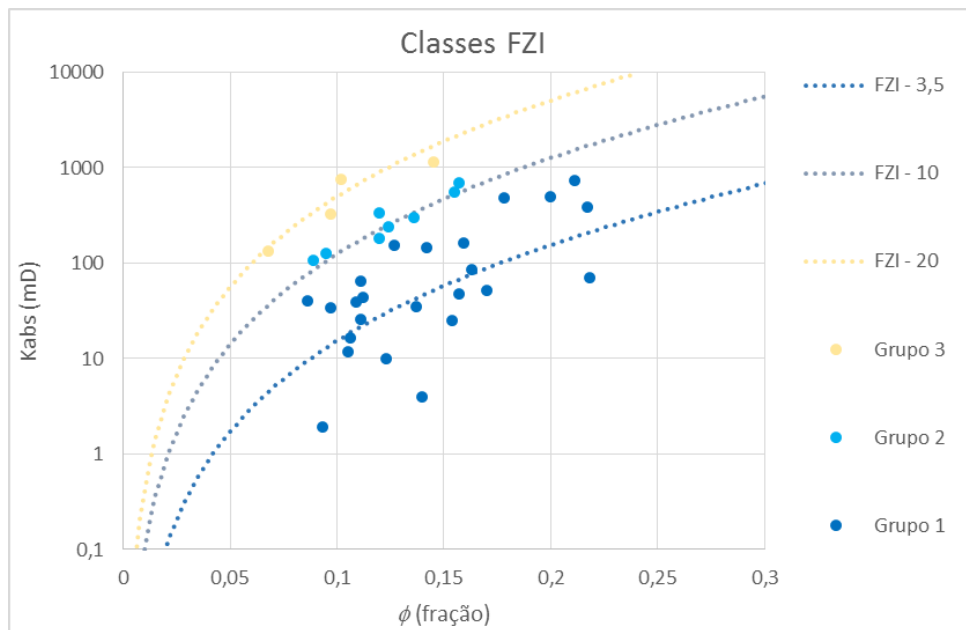


Figura 2.13 – Resultados da técnica de agrupamento buscando proximidade de pontos em relação ao FZI. Agrupamento hierárquico com critério de ligação WPGMA buscando minimizar dispersão de FZI apresentado entre os resultados no Capítulo 4. Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.4 Aplicação de técnicas de agrupamento na indústria de Petróleo

A indústria do petróleo possui uma ampla gama de áreas de conhecimento, muitas delas fazem uso de técnicas de agrupamento, como na perfuração (Hamzaban & Memarian, 2008), na sísmica (Perez, 2010; Xingfang, et al., 2011; Yao & Wu, 1990), na exploração (Tokmechi, et al., 2008; Nickerson & Tuttle, 2000) e na área de reservatórios, como proposto por KANG (2014), sobre determinação de zoneamentos em reservatórios com ajuste de histórico.

Ainda na área de reservatórios, mas especificamente em relação a determinação de *rocktypes*, RABILLER e THEVOUX-CHABUEL (2003) se utilizam de técnicas de agrupamento para identificar correlações (eletrofácies) entre propriedades do perfil de resistividade (como afastamento das curvas em função da profundidade de leitura em relação à parede do poço) e saturações, permeabilidades e fácies. RABILLER, LEDUC e YE (2001) determinam permeabilidade a partir de respostas de perfis, em outra forma de eletrofácies. AGHCHELOU, NABI-BIDHENDI e SHAHVAR (2012) também utilizam técnicas de agrupamento para determinar eletrofácies baseadas nos perfis sônico, densidade, neutrão e raios-gama, com o objetivo de determinar boas correlações com as litofácies. REBELLE e LALANNE (2014) citam a utilização de redes neurais para a determinação de agrupamentos dos chamados “*Petrophysical Groups*”, utilizando permeabilidade, porosidade, densidade dos grãos e parâmetros das curvas de pressão capilar como parâmetros de agrupamentos.

FOURNIER, FABRE e AUG (2013) utilizam técnicas de agrupamento para determinar classes com curvas de pressão capilar similares, para tal, os autores determinam os parâmetros do espaço de agrupamento utilizando análise de componentes principais (PCA) em propriedades das curvas de pressão capilar, e, após a determinação das classes, tentam identificar correlações entre estas e as litofácies de modo a permitir a aplicação do resultado no modelo geológico. Na proposta de FOURNIER, FABRE e AUG (2013) o agrupamento é realizado em função de parâmetros da propriedade derivada (no caso, a pressão capilar) e a aplicação no modelo geológico é realizado definindo-se correlações entre os grupos formados e características do modelo geológico, isto é, no sentido inverso do proposto nesta tese.

2.3 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO

2.3.1 Tipos de Otimização

Pode-se dividir os métodos de otimização em dois grandes grupos: métodos determinísticos e métodos estocásticos. Em um problema onde a propriedade que se quer otimizar (minimizar ou maximizar) tem função conhecida é possível utilizar métodos determinísticos que utilizam a própria função para encontrar um mínimo, não necessariamente global. Quando a função objetivo é desconhecida ou quando os métodos determinísticos falham em encontrar mínimos globais utilizam-se métodos estocásticos (de caráter aleatório) para buscar o ótimo global.

A maioria dos métodos estocásticos de otimização são heurísticos, pois utilizam o conhecimento sobre algum fenômeno para determinar a técnica de otimização, como SILVA NETO (2012) bem descreve:

O nome heurística é derivado da palavra grega heuriskein, que significa descobrir. Hoje esse termo é usado para descrever um método “que, baseado na experiência ou julgamento, parece conduzir a uma boa solução de um problema, mas que não garante produzir uma solução ótima” (Fogel, et al., 1966). Esse termo pode ser considerado como associado a um conhecimento circunstancial, não verificável matematicamente.

Nesta proposta de metodologia a técnica de agrupamento é associada a um método de otimização para determinação das classes de permeabilidade relativas com dispersão mínima. A função objetivo usada no processo de otimização é uma medida de avaliação do agrupamento gerado, podendo ser uma avaliação de dispersão média ou outras medidas mais específicas para avaliação da qualidade de agrupamentos, como o *Davies Bouldin Index* e o *Dunn Index*, detalhados mais adiante neste texto. Esta função objetivo não é contínua e não é diferenciável em seu domínio, sendo portanto, a aplicação de métodos determinísticos pouco adequada.

A utilização de métodos determinísticos baseados no gradiente da função objetivo não é eficiente para a metodologia em discussão, pois não existe uma função objetivo definida analiticamente de modo a definir seus gradientes de forma simplificada.

Deseja-se minimizar uma medida de dispersão dos pontos no espaço de parâmetros de dispersão, ψ , isto é, minimizar a dispersão das curvas de permeabilidade relativa dos grupos formados, por exemplo, utilizando o desvio absoluto médio como medida de dispersão:

$$\min \psi = \min \left(\sum_{i=1}^k \frac{1}{|G_i|} \sum_{\mathbf{x} \in G_i} \|\mathbf{x} - \bar{\mathbf{x}}_i\| \right), \quad (2.25)$$

onde G_i é o i -ésimo grupo do conjunto de k grupos, \mathbf{x} é um vetor de parâmetros (um ponto do espaço de parâmetros de dispersão), e $\bar{\mathbf{x}}_i$ é o centroide do grupo G_i , $|G_i|$ é a cardinalidade de G_i .

A função ψ é discreta, e portanto, não-linear, com o número de soluções definido pelo número de Stirling de segundo grau (Mohr & Porter, 2008):

$$S(n, k) \equiv \left\{ \begin{matrix} n \\ k \end{matrix} \right\} = \frac{1}{k!} \sum_{j=0}^k (-1)^k \binom{k}{j} j^n, \quad (2.26)$$

onde n é o número de elementos do espaço e k o número de grupos. O símbolo $\binom{k}{j}$ representa a combinação de k elementos em grupos de j componentes:

$$\binom{k}{j} = C_j^k = \frac{k!}{j! \cdot (k-j)!} \quad (2.27)$$

A determinação dos gradientes poderia ser feita numericamente, no entanto, os argumentos da função de dispersão dependem do agrupamento no espaço de parâmetros de agrupamento. Isto é, o algoritmo de determinação de grupos e cálculo de dispersão fariam parte do processo necessário à determinação dos gradientes, em um processo muito custoso numericamente.

Em função da dificuldade na obtenção dos gradientes e da não linearidade do problema com grande possibilidade de mínimos locais (Paterlini & Krink, 2006; Chuang, et al., 2011; Sun, et al., 2012), as técnicas heurísticas são mais adequadas ao processo de otimização. Dois métodos têm bastante destaque na literatura (Paterlini & Krink, 2006; Chuang, et al., 2011; Sun, et al., 2012; Kuo & Lin, 2010; Kuo, et al., 2012), o Enxame de Partículas (*PSO – Particle Swarm Optimization*) e o Recozimento Simulado (*SA – Simulated Annealing*)

O método do Enxame de Partículas é inspirado no movimento dos pássaros e cardumes de peixes, onde cada indivíduo tem seu movimento influenciado pela sua própria velocidade e pelo movimento do líder (melhor resultado atual). As partículas (indivíduos do enxame) são os vetores-solução, no caso do problema abordado, são os conjuntos de multiplicadores dos parâmetros de agrupamento ou os conjuntos de parâmetros das equações que relacionam estes parâmetros. Cada conjunto de parâmetros ou multiplicadores é um indivíduo do enxame.

O método do Recozimento Simulado é inspirado no processo de ordenação das estruturas minerais durante o processo de recozimento. Durante um resfriamento rápido não há tempo dos minerais se expandirem (buscarem mínimos globais) enquanto em um resfriamento lento, o processo é mais demorado, permitindo que as estruturas sejam mais suaves e expandidas. No problema minimização da dispersão no espaço de parâmetros de dispersão, o recozimento simulado age aceitando ou não soluções dependendo da dispersão delas em relação a um mínimo de dispersão já encontrado, dependendo da temperatura atual. No início do processo, quando as temperaturas estão elevadas, o método aceita soluções que fujam do mínimo atual (permitindo fugir de mínimos locais) e ao final do processo o método se concentra em torno da melhor região obtida.

FANG *et al.* (2007) e SHIEH *et al.* (2011) defendem que método de enxame de partículas é eficiente e rápido, mas tem a tendência a ficar preso em mínimos locais, por outro lado, o método de recozimento simulado, ao contrário, não é tão rápido, mas possui grande capacidade de evitar mínimos locais. Por isso estes autores propõem algoritmos híbridos entre o enxame de partículas e o recozimento simulado.

A proposta deste trabalho consiste da associação de uma técnica de agrupamento a uma técnica de otimização. Dependendo do conjunto de dados pode ser mais apropriada uma técnica específica de agrupamento e uma técnica específica de otimização. Como características importantes da técnica de otimização escolhida estão a capacidade de investigação de um domínio amplo e a robustez, isto é, a capacidade de evitar mínimo locais na busca de um mínimo global. Considerando que o conjunto de dados disponíveis de permeabilidade relativa geralmente não é grande, um método robusto, mesmo mais lento é mais adequado que um método mais rápido, porém mais propenso a encontrar mínimos locais. Assim, para demonstrar a utilização da metodologia foi utilizado o recozimento simulado como método de otimização.

2.3.2 Utilização de otimização para determinação de agrupamentos

Vários autores (Bagirov & Yearwood, 2006; Paterlini & Krink, 2006; Kuo & Lin, 2010; Chuang, et al., 2011; Sun, et al., 2012; Mok, et al., 2012; Xingfang, et al., 2011) utilizam métodos de otimização para obter agrupamento de dados, no entanto estes trabalhos estão focados na minimização de uma função objetivo de avaliação da dispersão, como proposta, por exemplo, por BAGIROV e YEARWOOD (2006), que seria a dispersão total (ψ) dos grupos gerado,

$$\psi = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k \sum_{\mathbf{x} \in G_i} \|\mathbf{x} - \bar{\mathbf{x}}_i\|, \quad (2.28)$$

onde G_i é o i -ésimo grupo do conjunto de k grupos, \mathbf{x} é um vetor de parâmetros (um elemento sendo agrupado), e $\bar{\mathbf{x}}_i$ é o centroide do grupo. Isto é, a técnica de otimização é uma ferramenta para determinação dos agrupamentos, incluindo ou não determinação automática do número de grupos (Kuo, et al., 2012), mas não são utilizados para relacionar dois espaços de parâmetros.

Outros autores combinam métodos de agrupamento com algoritmos de otimização com o objetivo de aumentar a eficiência da otimização. Estes métodos utilizam as técnicas de agrupamento para “*identificar as regiões do espaço de busca mais promissoras para a obtenção de boas soluções*” (de Almeida, 2009).

Em ambos os casos, a associação de técnicas de agrupamento com técnicas de otimização não tem os mesmos objetivos ou a mesma metodologia da proposta deste texto, como ficará mais claro quando a proposta for detalhada no Capítulo 3.

Na indústria do petróleo também existem artigos citando o uso de técnicas de otimização para a determinação de agrupamentos. XINGFANG *et al.* (2011) utilizam *Particle Swarm Optimization* (PSO) para determinar não apenas agrupamentos de características sísmicas (fácies sísmicas) como também para identificar o número de grupos ideal para o conjunto de dados disponível. KANG (2014) por outro lado, utiliza técnicas de agrupamento para determinar o zoneamento do reservatório e, em um segundo momento, utiliza algoritmos de otimização para determinar os multiplicadores aplicados às zonas geradas previamente para realizar o ajuste do histórico de produção.

2.3.3 Recozimento Simulado (*Simulated Annealing, SA*)

O recozimento simulado é um algoritmo estocástico e heurístico baseado no processo físico de resfriamento do metal. Durante o recozimento, quando em alta temperatura, os átomos da rede cristalina têm alta energia e têm maior capacidade de se acomodar em configurações da rede cristalina diversas, porém, com a redução da temperatura, os átomos perdem a capacidade de modificar sua configuração. O método de otimização funciona mimetizando estas características: inicialmente, em condições de alta “temperatura”, as soluções podem escapar de mínimos locais, mas ao longo do processo de “resfriamento” as soluções ficam presas em um mínimo⁵⁷ encontrado pelo algoritmo.

Como pode ser observado na Figura 2.14, o fluxograma básico do algoritmo de recozimento simulado é bastante simples e geralmente estruturado em dois processos iterativos: um externo, que controla a redução da temperatura e testa a convergência final e um interno, que avalia as soluções candidatas, aceitando as que minimizam a função objetivo ou aquelas que aleatoriamente, em função da temperatura, escapam do mínimo atual.

No fluxograma apresentado na Figura 2.14, o vetor de parâmetros \mathbf{x} contém os pesos aplicados aos parâmetros de agrupamento, que deformam o espaço de parâmetros de agrupamento de modo a tornar o agrupamento gerado neste espaço coerente com o agrupamento no espaço de parâmetros de dispersão, isto é, de modo a minimizar a dispersão das curvas de permeabilidade relativa, representada no fluxograma pela função y .

Ao longo do processo de otimização, a função de perturbação \mathcal{P} altera aleatoriamente os pesos \mathbf{x} . Estes novos pesos multiplicados pelos parâmetros de dispersão determinam um novo espaço onde o método de agrupamento é aplicado para gerar os grupos de acordo com a técnica escolhida. Estes grupos são avaliados em função da dispersão y e podem ser aceitos, mesmo caso sejam mais dispersos que a melhor solução encontrada, dependendo da temperatura “ T ” do passo atual.

⁵⁷ No SA puro o mínimo para onde o algoritmo converge ao final não é necessariamente o menor mínimo entre os testados.

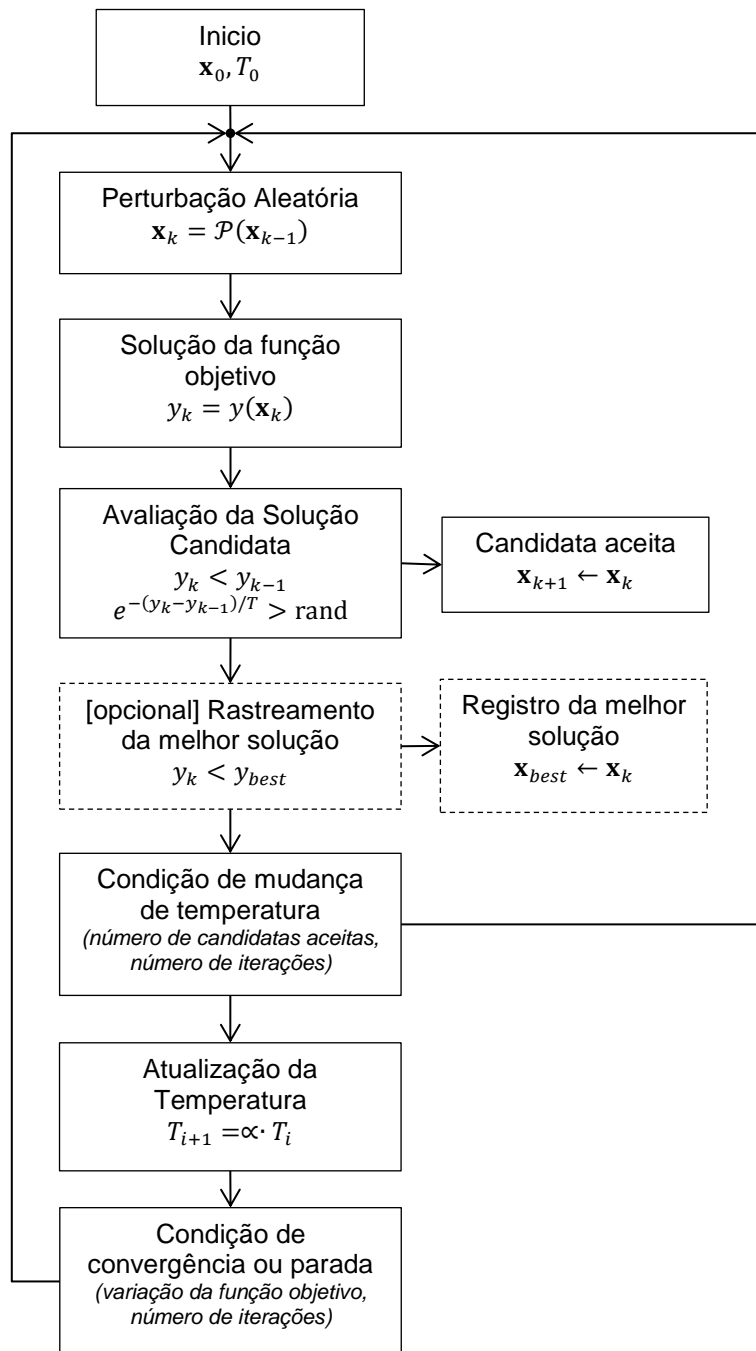


Figura 2.14 – Fluxograma do algoritmo de recozimento simulado.

\mathbf{x} marca os vetores de parâmetros, y as soluções (escalares) da função objetivo, T é a temperatura, \mathcal{P} é a perturbação aleatória dos parâmetros, α é o coeficiente de resfriamento (escalar entre 0 e 1), rand é um escalar aleatório. Fonte: Elaborada pelo autor.

2.4 RECONHECIMENTO DE PADRÕES POR REDES NEURAIAS

Neste trabalho não foram utilizadas redes neurais, no entanto existem semelhanças entre a aplicação e objetivos do uso das redes neurais e a técnica proposta aqui que impõem a

necessidade de uma abordagem mais detalhada destas técnicas de modo a demonstrar as diferenças entre as técnicas e suas respectivas aplicações. Além disso, existe uma possibilidade de adaptação de técnicas de redes neurais para a atuação de forma semelhante à proposição desta tese, que será indicada para futuros trabalhos.

2.4.1 Aprendizagem Supervisionada

Existem semelhanças, mas também diferenças sutis e importantes entre os objetivos e processos da técnica proposta e de técnicas de identificação de padrões, como técnicas de inteligência artificial, por exemplo. Em técnicas de identificações de padrões, padrões de estímulo (entrada) semelhantes⁵⁸ respondem com padrões de saída semelhantes. Para tal, no caso de redes neurais com aprendizado supervisionado, por exemplo, padrões de saída conhecidos e relacionados a padrões de entrada específicos, também conhecidos, são utilizados para treinar a rede de modo que ela responda posteriormente do modo desejado a padrões semelhantes aos apresentados no treinamento.

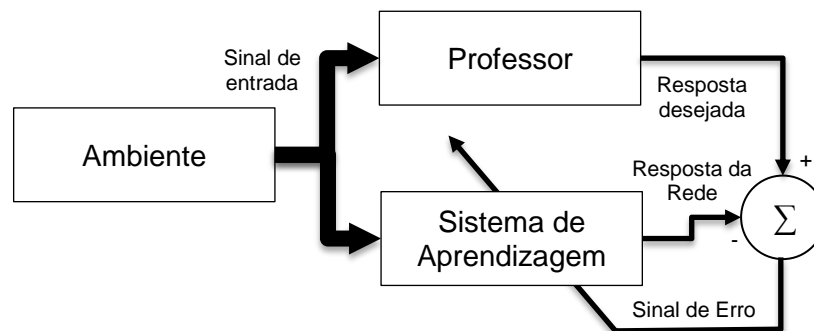


Figura 2.15 – Diagrama de um sistema de aprendizado supervisionado. Adaptado de HAYKIN (2001)

Na aprendizagem supervisionada, esquematizada na Figura 2.15, o professor é o elemento que contém o conhecimento da resposta desejada em função do estímulo do ambiente (sinal de entrada). Os parâmetros da rede são modificados de modo a minimizar o *sinal de erro* que “é definido como a diferença entre a resposta desejada e a resposta real da rede” (Haykin, 2001).

⁵⁸ A semelhança entre os dados é dependente do problema, podendo ser proximidade de acordo com uma certa métrica, padrões de forma, conectividade, etc.

A deformação do espaço de agrupamento durante o processo otimização para minimização da dispersão dos grupos no espaço de dispersão é um processo análogo ao processo de treinamento de uma rede neural com aprendizado supervisionado. Porém, diferente deste tipo rede neural, não há uma resposta conhecida *a priori* para guiar o “treinamento”. Existem tipos de aprendizado que não necessitam de um conhecimento prévio de um conjunto de respostas conhecidas. Estes tipos, mais adequados ao problema em questão serão discutidos nas próximas seções.

2.4.2 Mapas auto organizáveis (SOM – *Self Organizing Maps*)

As redes não supervisionadas, como os mapas auto organizáveis, por outro lado podem estar sim relacionadas à formação de agrupamentos, neste caso a diferença reside na mesma diferença que a técnica apresentada tem com qualquer técnica de agrupamento: o objetivo e o resultado de uma técnica de agrupamento tradicional é determinar grupos semelhantes relacionados aos dados de entrada, sem nenhuma influência dos dados de saída nesta avaliação.

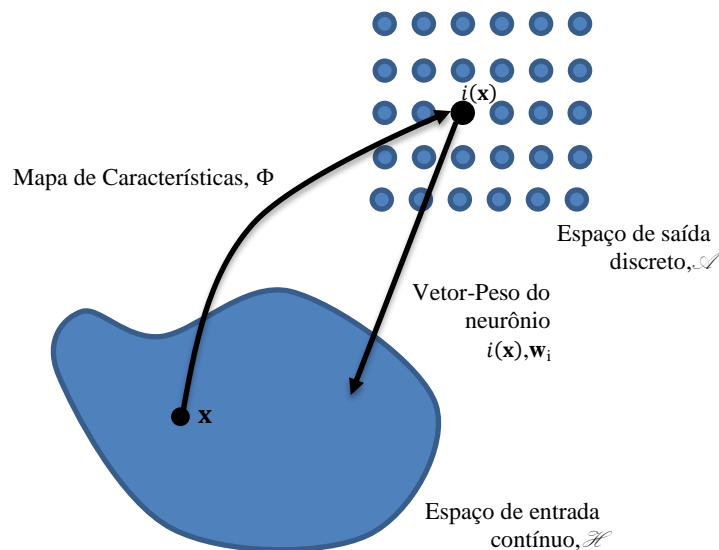


Figura 2.16 – Correlações entre o espaço de entrada e o espaço de saída no método SOM. Adaptado de HAYKIN (2001)

Mapas auto organizáveis são estruturas neuronais (redes neurais artificiais) organizadas topologicamente cujos neurônios são relacionados aos dados de entrada por vetores-peso, w , e por transformações não-lineares denominadas por HAYKIN (2001) de “Mapas de

Características”, Φ , como mostrado na Figura 2.16. HAYKIN (2001) apresenta dois modelos de mapas auto organizáveis em seu livro, o modelo de Willshaw-von der Malsburg e o modelo de Kohonen, sendo o modelo de Kohonen, segundo Kaykin, muito mais utilizado na literatura (Lozano, et al., 1996).

A formação do mapa auto organizável é composta de três processos básicos: a *competição*, onde os neurônios do mapa “competem” para avaliar o neurônio mais correlato aos dados de entrada, chamado de neurônio vencedor; a *cooperação*, onde o neurônio vencedor da etapa de competição define os neurônios vizinhos que terão o vetor-peso modificado de modo torná-los mais próximos aos dados de entrada que fizeram o vencedor atual; e a *adaptação sináptica*, onde efetivamente há a atualização dos pesos do neurônio vencedor e dos seus vizinhos tornando-os mais próximos dos dados de entrada atual. Estes processos estão apresentados graficamente na Figura 2.18.

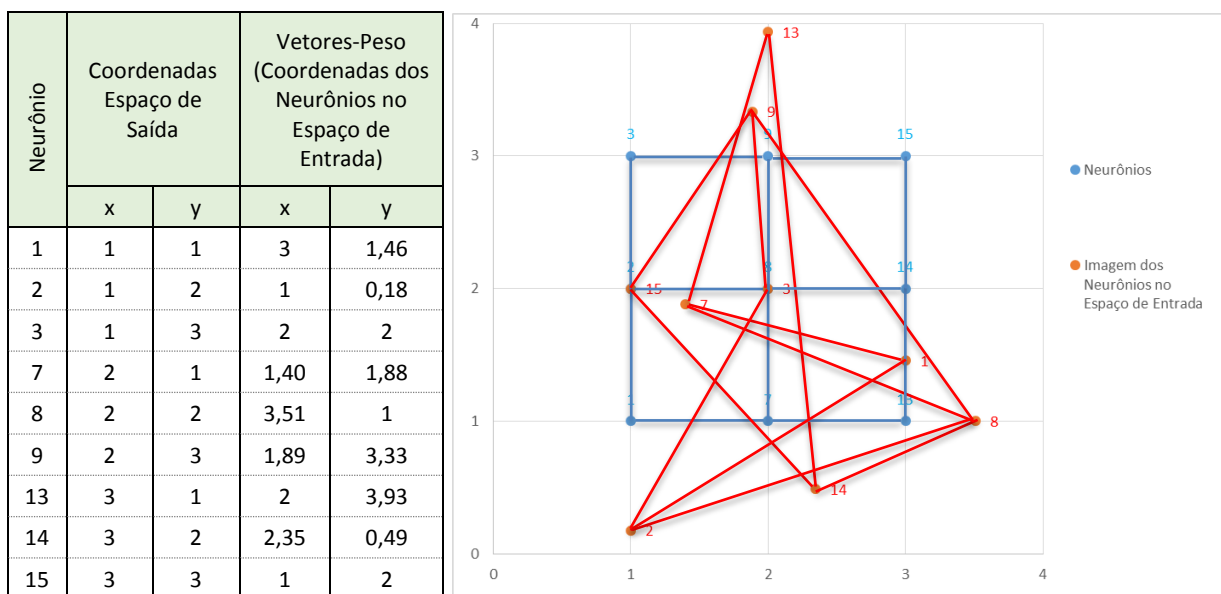


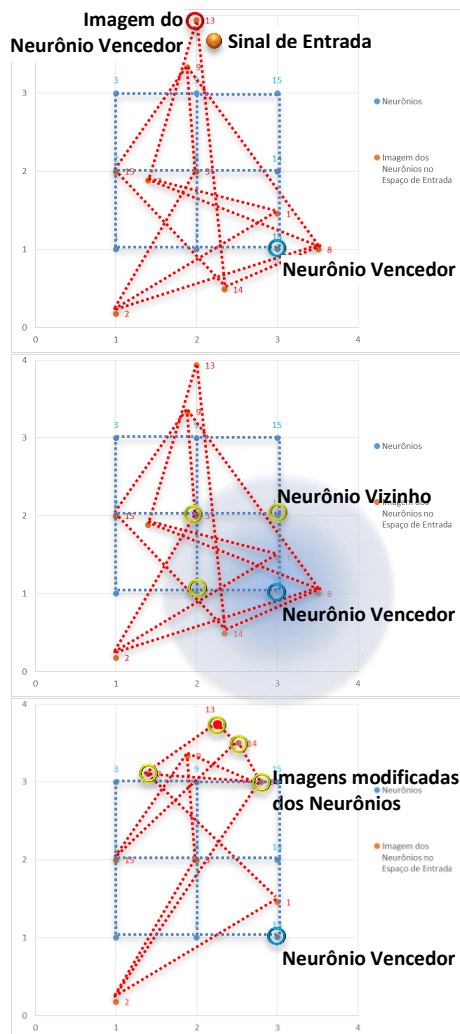
Figura 2.17 – Exemplo de inicialização de Mapa Auto Organizável. Em azul a estrutura dos neurônios no espaço de saída, em vermelho a imagem dos neurônios no espaço de entrada, isto é, o valor dos pesos dos neurônios como coordenadas no espaço de entrada. Fonte: Elaborada pelo autor.

Os vetores-peso são geralmente as coordenadas da imagem do neurônio no espaço de entrada, \mathcal{H} , assim o neurônio mais correlato, $i(\mathbf{x})$, ao estímulo de entrada atual, \mathbf{x} , é uma entidade de um espaço discreto de saída, \mathcal{A} , geralmente unidimensional ou bidimensional, cuja imagem no espaço de entrada é a mais próxima do vetor de entrada atual, entre todas as imagens dos neurônios do mapa do espaço da saída.

Os vetores-peso são iniciados geralmente de forma aleatória de modo que não haja uma pré-disposição da rede antes da fase de treinamento. É importante perceber que a posição do

neurônio na rede, isto é, no espaço de saída, não é uma função dos vetores-peso. Os vetores-peso são a imagem do neurônio no espaço de entrada.

Como os neurônios têm imagens no espaço de entrada, quando possível, isto é, nos casos bidimensionais e tridimensionais, o mapa é apresentado como a sua projeção no próprio espaço de entrada, como apresentado, em vermelho, na Figura 2.17.



Fase de competição: O neurônio cuja imagem é a mais próxima do sinal de entrada, isto é, cujo vetor-peso é o mais próximo do vetor sinal de entrada, é declarado vencedor.

Fase de cooperação: Os neurônios próximos ao vencedor são selecionados para atualização dos pesos de suas sinapses. A proximidade entre os neurônios é avaliada no espaço de saída de acordo com uma regra de adaptação que depende do tempo e de uma métrica de distância entre os neurônios neste espaço.

Fase de adaptação sináptica: Os vetores-peso associados aos neurônios vizinhos são modificados, aproximando-os do vetor de entrada atual.

Figura 2.18 – Exemplo de Processo de Organização do Mapa Auto Organizável. Fonte: Elaborada pelo autor.

A utilização desta técnica como técnica de agrupamento pode ser realizada em função da posição da imagem de neurônios próximos (no espaço de saída), que seriam considerados de um mesmo grupo. Isto é, neurônios próximos no espaço de saída, ao final do processo de organização do mapa, apontariam para posições no espaço de entrada que pertenceriam a um mesmo grupo. Neste caso restaria ainda a necessidade de determinar o agrupamento dos neurônios da camada de saída para a determinação efetiva dos grupos da camada de entrada.

Também é possível trabalhar com redes com números pequenos de neurônios e considerar que cada neurônio representa um grupo, já definindo ao final do processo de organização do mapa o agrupamento, assim, por exemplo, uma rede com nove neurônios resultaria em um agrupamento com 9 grupos, como utilizado por BIONDI NETO *et al.* (2006) em um trabalho sobre agrupamento dos municípios do Rio de Janeiro com base no consumo de energia elétrica.

Outra forma de apresentar o mapa de características é atribuindo-se rótulos de classe aos dados de entrada e apresentado estes rótulos no mapa da saída em função do neurônio vencedor para cada determinado dado de entrada. Este tipo de visualização é chamado de “Mapa contextual”. Nesta abordagem cada dado de entrada, x , contém um conjunto de informações que representam as suas características e um rótulo de classe, que pode ser representado por um vetor do tamanho do número de classes possíveis que possuiria um valor não nulo apenas na casa correspondente à classe a que o determinado dado pertence. O rótulo, a princípio, não participa da organização da rede apenas adiciona ao mapa informações qualitativas que podem ser usadas como agrupamentos. Ao final do processo de organização do mapa, o espaço de saída fica povoado de rótulos que, se próximos neste espaço, devem ser elementos de um mesmo grupo.

Um exemplo de mapa contextual é utilizado para a classificação de espécies de animais. Atribui-se a cada neurônio as características de uma determinada espécie e o neurônio também recebe um rótulo indicando que espécie representa. O final da organização do mapa, em função das características selecionadas para descrever as espécies, os neurônios próximos são agrupados em classes e com os rótulos é possível identificar famílias de espécies similares.

2.4.3 Aprendizagem por reforço (AR)

Existem também as redes com aprendizado por reforço (AR) onde a rede é estimulada a responder as entradas de forma a minimizar um índice escalar de desempenho (Haykin, 2001). Geralmente este tipo de técnica é utilizado para determinar ações ótimas em problemas de decisão sequenciais (Heinen, et al., 2013) como navegação de robôs (Faria & Romero, 2002), movimentos ou ações em jogos, controle de semáforos (Heinen, et al., 2013).

Em verdade, segundo SUTTON e BARTO (2005), a Aprendizagem por Reforço não é definida como um método fechado, mas como uma classe de métodos com duas características principais: 1) busca por tentativa e erro e 2) recompensa atrasada⁵⁹.

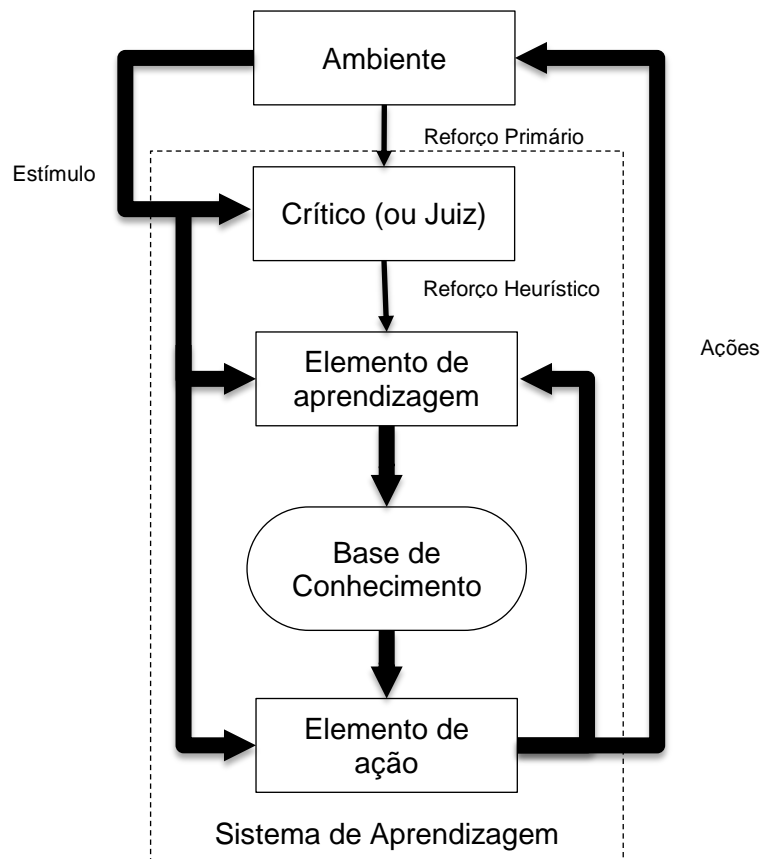


Figura 2.19 – Fluxo de informação entre os componentes do processo de aprendizado por reforço. *Linhas finas representam caminhos restritos a passagem de escalares.* Adaptado de SUTTON (1984)

Neste tipo de aprendizado, esquematizado na Figura 2.19, o “ambiente” é influenciado pelas ações do “elemento de ação” e responde a esta ação com um estímulo escalar ao “crítico” do sistema de aprendizado e com estímulos genéricos sobre os outros elementos do sistema. O reforço primário é uma função escalar das condições do ambiente que pode indicar se uma ação foi positiva ou negativa. O crítico tem como função receber o reforço primário e convertê-lo em um reforço de “melhor qualidade” (Sutton, 1984) em função de heurísticas associadas ao problema. O “elemento de aprendizagem” recebe este reforço e “aprende” com isto se o resultado de uma ação ou sequência de ações foi positiva ou negativa, armazenando este conhecimento (através da modificação de pesos) na “base de conhecimento”.

⁵⁹ As ações não afetam apenas a recompensa atual, mas também o ambiente futuro e as recompensas futuras.

Apesar de não ser diretamente aplicável, necessitando de adequações, esta técnica poderia ser modificada para a solução do problema abordado nesta tese: Uma rede neural de aprendizagem competitiva (Haykin, 2001), onde apenas um neurônio de saída é ativado em função de um sinal específico de entrada (adequada para a determinação de classes) forneceria o resultado do “agrupamento”, substituindo os métodos de agrupamento; A otimização seria utilizada para determinar os pesos associados aos neurônios da rede (base de conhecimento) em um processo de aprendizagem; A dispersão medida em um espaço de parâmetros de dispersão seria utilizada como índice de desempenho. Os neurônios de entrada seriam correlatos ao espaço de agrupamento, os pesos associados ao processo de aprendizagem seriam correspondentes aos parâmetros de deformação do espaço de agrupamento, e o espaço de dispersão seria utilizado como a função de recompensa.

Esta técnica tem uma desvantagem em relação a utilização do acoplamento agrupamento-otimização: não é transparente a associação entre os pesos e a significância dos parâmetros de agrupamento em relação à redução de dispersão no espaço de dispersão. Isto é, o resultado pode ser utilizado, mas não auxilia diretamente na identificação de padrões de correlação entre os parâmetros de agrupamento e dispersão, isto é, a correlação entre causa e efeitos, que podem ficar visíveis em um processo de deformação do espaço de agrupamento.

Apesar da desvantagem mencionada, é recomendável que esta técnica de aprendizado por reforço adaptada seja testada em trabalhos futuros, avaliando a sua eficácia e eficiência na obtenção de classes de permeabilidade relativa de mínima dispersão.

2.4.4 Utilização de Redes Neurais para determinação de agrupamentos na indústria do petróleo

Diversos autores propõem métodos de utilização redes neurais na determinação de agrupamentos na indústria do petróleo.

MASLENNIKOVA (2013) utiliza mapas de Kohonen para determinar agrupamentos baseados em porosidade e parâmetros dos perfis de resistividade e raios-gama. Estes agrupamentos são utilizados para estimar a permeabilidade das classes, com bons resultados quando comparados com os resultados de análises em amostras das rochas correspondentes.

REBELLE e LALANNE (2014) também utilizam redes neurais para a determinação de agrupamentos dos chamados “*Petrophysical Groups*”, utilizando permeabilidade, porosidade,

densidade dos grãos e parâmetros das curvas de pressão capilar como parâmetros de agrupamentos.

FINOL, ROMERO e VALBUENA (2002) propõem o uso de redes neurais com aprendizado supervisionado e não-supervisionado para a determinação de segmentação (agrupamentos) de imagens resistivas. Os autores também argumentam que as redes neurais são capazes de identificar os padrões, mas não permitem a incorporação de processos de decisão inteligente e por isso defendem, para introduzir estes processos de decisão, a integração dos métodos de redes neurais com técnicas de agrupamento que utilizam lógica Fuzzy, chamando estes métodos de “*neuro-fuzzy clustering algorithms*”.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DE CLASSES DE ROCHA RELACIONADAS À PERMEABILIDADE RELATIVA

O presente estudo propõe uma metodologia inovadora como solução do problema de determinação de agrupamentos com dispersão minimizada de permeabilidade relativa. Este capítulo apresenta esta metodologia, que consiste da associação de técnicas de agrupamento com métodos de otimização em espaços vetoriais distintos, e como esta associação é aplicada na solução do problema abordado.

3.1 MOTIVAÇÃO

As curvas de permeabilidade relativa são obtidas experimentalmente e, portanto, relacionadas especificamente aos meios porosos analisados. Interações complexas entre o meio poroso e os fluidos presentes controlam o escoamento e são representados pelas curvas de permeabilidade relativa de forma macroscópica e empírica, obviamente sujeitas a erros e incertezas. O meio poroso é abordado como um contínuo com respostas específicas a estímulos limitados. Este tipo de abordagem (macroscópica) resulta na necessidade de diferentes curvas para lidar com meios porosos diferentes, mesmo que razoavelmente semelhantes, ou diferentes fluidos, condições ambientais e de contorno.

Entre os fatores que influenciam as curvas de permeabilidade relativa estão a saturação dos fluidos presentes no meio poroso, a permeabilidade absoluta, a porosidade e a tortuosidade deste meio, a distribuição de gargantas de poros, a pressão capilar, as características geológicas e texturais representadas pelas litofácies, características dos fluidos, como a viscosidade e a tensão interfacial, e de interação entre os fluidos e a rocha, como os ângulos de contato e a molhabilidade. Além destes, as condições ambientais (temperatura e pressão) e de escoamento (vazões e gradientes de pressões) também têm impacto sobre as curvas de permeabilidade relativa e, portanto, também o método utilizado nos ensaios tem impacto importante.

Não existe um modelo analítico para determinação da permeabilidade relativa em função dos parâmetros que influenciam o escoamento no meio poroso. Isso torna fundamental

a determinação experimental (ou por simulação numérica) das curvas de permeabilidade relativa representativas das rochas. No entanto, sem nenhum conhecimento da relação entre as propriedades do meio poroso e a permeabilidade relativa, seria necessária a caracterização de cada ponto do reservatório em todas as condições que aquele ponto pode estar submetido ao longo da produção do reservatório, o que é impossível. Por isso é necessária a obtenção de agrupamentos representativos que possibilitem a caracterização do reservatório de forma simplificada, permitindo que rochas com características semelhantes, mas não necessariamente iguais, sejam representadas pelo mesmo conjunto de curvas de permeabilidade relativa.

Em função da heterogeneidade dos reservatórios e da complexidade das análises laboratoriais, a disponibilidade de dados petrofísicos, em especial de curvas de permeabilidade relativas, é geralmente bastante inferior à necessidade. Para poder atribuir características às diversas regiões do reservatório é necessário agrupá-las em poucas classes que tenham características semelhantes e respostas petrofísicas semelhantes. Estas classes podem então ser caracterizadas e as informações distribuídas no modelo do reservatório.

Existem diversos métodos para determinação de correlações e agrupamentos para atribuir propriedades complexas, como permeabilidade relativa e pressão capilar, em função de propriedades mais simples das rochas representadas no modelo do reservatório. Porém, em rochas heterogêneas, estas correlações geralmente resultam em relações fracas com grande dispersão das curvas aplicáveis a cada tipo de rocha. Vários destes modelos foram apresentados na seção 2.1.

Este trabalho tem como foco a obtenção de classes que tenham curvas de permeabilidade relativa semelhantes, identificando os parâmetros que têm maior impacto sobre a forma das curvas. É importante que os parâmetros selecionados para definir as classes sejam identificáveis no modelo geológico do reservatório para que seja possível distribuir as classes neste modelo. Deseja-se, portanto, encontrar propriedades petrofísicas, relacionadas com o modelo geológico, que definam classes e que resultem em curvas de permeabilidade relativa pouco dispersas.

Cada grupo gerado possui incerteza com relação às curvas de permeabilidade relativa que o representam, em função, entre outros fatores, da impossibilidade de uma caracterização completa do reservatório em toda a sua heterogeneidade e em todas as condições de escoamento. Por isso é fundamental que os agrupamentos sejam representados por suas curvas

padrão, mas também por seus intervalos de confiança. Neste sentido, também é proposta uma abordagem estatística baseada na distribuição *t-Student* para a definição das curvas representativas dos cenários otimistas e conservadores de incerteza. Esta proposta resulta em uma determinação criteriosa e estatisticamente embasada destes cenários.

3.2 ESPAÇOS VETORIAIS DE AGRUPAMENTO E DE AVALIAÇÃO DA DISPERSÃO

Antes de descrever a proposta de metodologia propriamente dita, uma pequena introdução sobre os espaços vetoriais que serão utilizados para a aplicação da metodologia pode ajudar no encadeamento de ideias. Por isso esta seção é focada na apresentação destes espaços vetoriais.

Como pode ser observado na seção 2.1, um espaço vetorial muito usado na indústria do petróleo é o espaço bidimensional “permeabilidade absoluta x porosidade”. Cada amostra de rocha ou célula do modelo do reservatório pode ser representada por um ponto neste espaço em função da sua permeabilidade absoluta e porosidade. A utilização de espaços bidimensionais permite que os grupos sejam inferidos visualmente, porém nem sempre os agrupamentos são dependentes apenas de duas propriedades e, portanto, visíveis em um espaço bidimensional. Ou pior, os agrupamentos podem ficar claros em espaços bidimensionais, mas não serem corretos em espaços de maior dimensão.

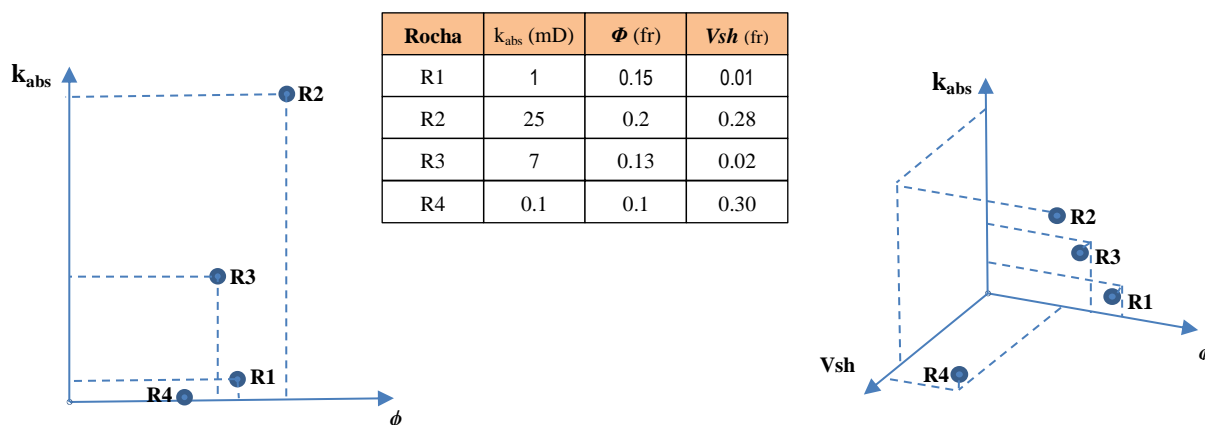


Figura 3.1 – Representação bidimensional e tridimensional de amostras de rocha mostrando que pontos razoavelmente próximos em uma representação bidimensional do espaço podem ser significativamente distantes em uma representação ampliada para um espaço tridimensional. Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 3.1 apresenta um exemplo disso. Amostras cujo agrupamento bidimensional em permeabilidade e porosidade resultaria em um conjunto de grupos distintos do caso tridimensional. Neste exemplo, o volume de argila (*Shale Volume, Vsh*), a porosidade e a permeabilidade absoluta não são fortemente correlacionadas. Desta forma o volume de argila pode mudar os agrupamentos relativos, resultando em diferentes agrupamentos de conjuntos considerados semelhantes.

A permeabilidade relativa, como comentado anteriormente, tem uma dependência complexa de uma quantidade significativa de parâmetros sendo a aplicação de agrupamentos em espaços bidimensionais geralmente pobre. Esta característica dificulta a obtenção visual de agrupamentos, que é viável em representações bidimensionais, ou no máximo tridimensionais, mas não é possível em espaços de dimensões superiores. A aplicação de técnicas de agrupamento se torna recomendável neste caso.

Cada rocha, seja uma amostra com propriedades medidas no laboratório ou uma representação em uma célula de simulação, possui um conjunto de propriedades que a define. Pode-se selecionar um subconjunto deste e representar a rocha como um ponto em um espaço vetorial que tenha como bases as propriedades deste subconjunto.

Na metodologia proposta nesta Tese são usados dois espaços vetoriais para que as operações de agrupamento e avaliação de dispersão sejam realizadas. As propriedades da rocha utilizadas para gerar as classes são chamadas neste texto de “Parâmetros de Agrupamento” e o espaço vetorial gerado tendo estas propriedades como base é chamado de “Espaço de Agrupamento”. O requisito principal dos parâmetros de agrupamento é estarem presentes no modelo do reservatório previamente à aplicação do resultado do processo de *rocktyping*, pois estes parâmetros são usados para esta aplicação.

O objetivo final é encontrar classes com curvas de permeabilidade relativa semelhantes. Esta similaridade é medida em um segundo espaço vetorial chamado neste texto de “Espaço de Dispersão” cuja base é formada pelos parâmetros que descrevem as curvas de permeabilidade relativa, chamados aqui de “Parâmetros de Dispersão” pois são utilizados para medir a dispersão do agrupamento gerado.

Na Tabela 3.1 são resumidas e comparadas as características dos parâmetros de dispersão e dos parâmetros de agrupamento.

Tabela 3.1 – Comparação entre parâmetros de agrupamento e parâmetros de dispersão.

Parâmetros de Agrupamento	Parâmetros de dispersão
Características dos fluidos e meio poroso que controlam a forma da curva de permeabilidade relativa	Características da curva de permeabilidade relativa que definem a sua forma
Têm influência na física do escoamento no meio poroso	São a resposta/resultado das características do meio poroso e fluidos
É requisito estarem presentes no modelo do reservatório <i>a priori</i> da aplicação dos resultados do <i>Rocktyping</i>	Geralmente não estão presentes no modelo do reservatório pois são características da curva de permeabilidade relativa
Exemplos: permeabilidade absoluta; porosidade; distribuição de gargantas de poros; tortuosidade ⁶⁰ .	Exemplos: valores de ajuste de equações paramétricas que descrevem as curvas de permeabilidade relativa; pontos terminais da curva; tabela de pontos da curva.

A Figura 3.2 mostra exemplos de propriedades ligadas ao meio poroso que podem estar relacionados aos espaços de dispersão e agrupamento. Nesta figura algumas propriedades podem ser utilizadas apenas em um dos espaços, outras podem ser usadas em ambos os espaços, pois atendem aos requisitos de ambos, e outras ainda não podem ser usadas na formação de nenhum dos dois espaços. A saturação de água inicial (S_{wi}) por exemplo, pode ser obtida previamente à aplicação dos *rocktypes*, pois pode ser determinada não apenas como um parâmetro da curva de permeabilidade relativa, mas também como um resultado do equilíbrio capilar-gravitacional que controla a distribuição de fluidos do reservatório antes do início da produção do reservatório. Além disso, o S_{wi} também é um ponto da curva de permeabilidade relativa e, portanto, é uma característica de descrição da curva e pode ser usado como parâmetro de dispersão. Por outro lado, o índice de molhabilidade de Amott-Harvey⁶¹, apesar de ter uma correlação forte com a curva de permeabilidade relativa, não é uma característica de descrição de curva e por isso não pode ser usado como parâmetro de dispersão. Geralmente também não é um parâmetro presente no modelo do reservatório e não poderia ser usado como parâmetro de agrupamento.

⁶⁰ A tortuosidade é uma relação entre o comprimento tortuoso, que uma partícula deve percorrer em um meio poroso de certo comprimento linear, e o comprimento linear. Apesar de ter algum controle sobre a permeabilidade relativa, dificilmente seria viável distribuí-la no modelo do reservatório para que servisse de parâmetro de agrupamento.

⁶¹ O índice de Amott-Harvey relaciona a embebição espontânea (relativa ao total de fluido deslocado) de cada um dos fluidos avaliados. Quanto maior a embebição espontânea relativa, mais o fluido é molhante. O índice varia de 1, para molhabilidade total à água, até -1, para molhabilidade total ao óleo. (ANDERSON, 1986)

A molhabilidade tem um impacto significativo sobre as curvas de permeabilidade relativa, principalmente no caso de meios porosos carbonáticos, e, portanto, deveria ser avaliada neste processo. A colocação de um parâmetro que tenha relação com a molhabilidade no espaço de agrupamento é recomendável, desde que seja respeitada a condição de pré-existência deste no modelo do reservatório. A utilização de um parâmetro relativo à molhabilidade, mas não relacionado à forma da curva de permeabilidade de permeabilidade deve ser evitada, pois uma correlação que deve ser avaliada pelo processo de otimização é imposta *a priori*. Esta imposição induz a formação de agrupamentos com molhabilidades semelhantes mesmo com curvas de permeabilidade distintas, forçando uma correlação inexistente.

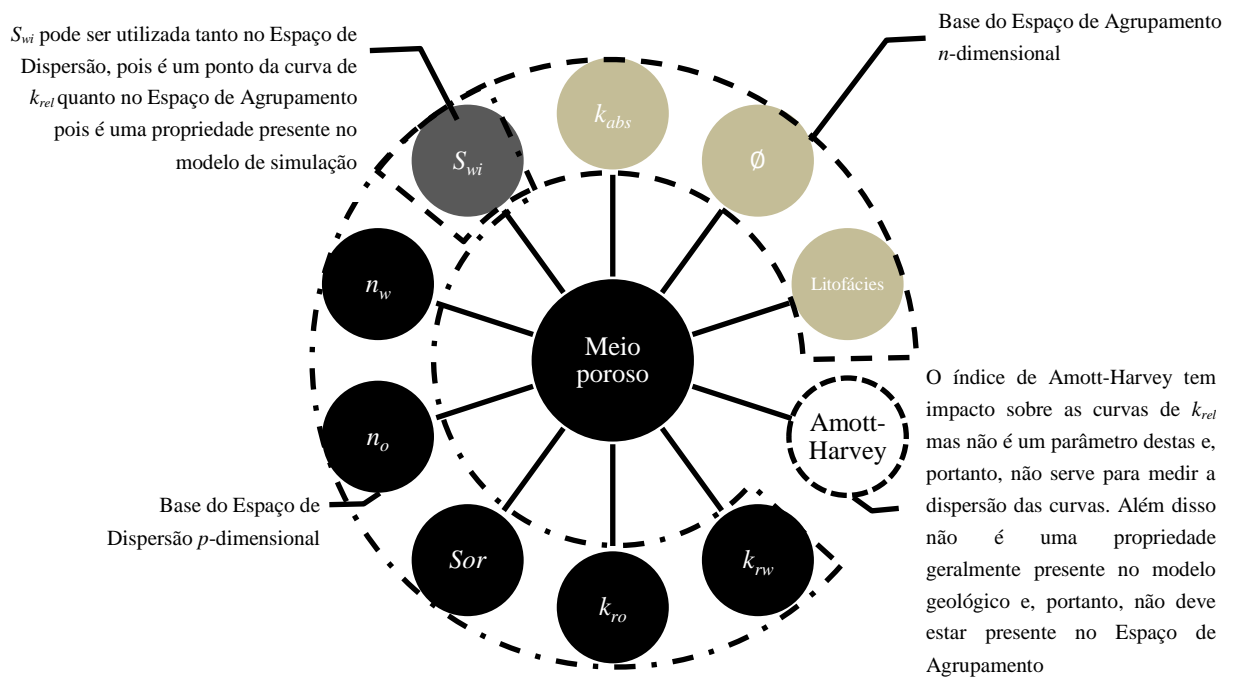


Figura 3.2 – Propriedades do meio poroso que podem ou não ser usadas na definição dos espaços de agrupamento e dispersão. Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3 PROPOSTA DE METODOLOGIA

A aplicação direta de técnicas de agrupamento, utilizando parâmetros que definem a forma das curvas (chamados neste texto de parâmetros de dispersão), seria capaz de obter grupos de curvas similares. O agrupamento utilizando estes parâmetros tem garantia⁶² de

⁶² Desde que houvessem curvas semelhantes suficientes para serem agrupadas como tal na formação dos grupos

sucesso em relação à determinação de grupos de curvas semelhantes, pois as técnicas de agrupamento geralmente buscam grupos de mínima dispersão (de acordo com a métrica selecionada).

No entanto agrupar curvas semelhantes sem determinar as propriedades do conjunto meio-poroso/fluidos presentes no modelo do reservatório que influenciam no agrupamento não tem utilidade para aplicação dos grupos no modelo de simulação. Não há como aplicar o agrupamento de permeabilidade relativa para definir a permeabilidade relativa de uma célula se, para determinar a pertinência desta célula, for necessário que ela possua uma curva de permeabilidade relativa associada a ela previamente.

A solução seria agrupar o conjunto de amostras em função das suas propriedades petrofísicas e geológicas presentes no modelo do reservatório (chamadas neste texto de parâmetros de agrupamento), tornando possível definir como os grupos são distribuídos no modelo geológico e no modelo de simulação. No entanto, como a correlação entre estas propriedades e o formato das curvas não é trivial nem conhecida, não há garantias que os grupos formados utilizando estas propriedades resultem em conjuntos de curvas de permeabilidade relativa com pequena dispersão.

Para resolver o problema mencionado acima, propõe-se a metodologia descrita neste texto: **associar ao método de agrupamento um processo de otimização para determinar grupos semelhantes de propriedades do modelo geológico que resultem em grupos de permeabilidade relativa semelhantes.**

A metodologia proposta aqui tem dois objetivos indissociáveis: obter grupos de mínima dispersão de permeabilidade relativa e determinar correlações entre estes grupos e parâmetros petrofísicos disponíveis no modelo geológico. Para cumprir os objetivos propostos, a metodologia se baseia na determinação de grupos no espaço n -dimensional de parâmetros petrofísicos do modelo geológico (parâmetros de agrupamento) e na avaliação destes grupos no espaço p -dimensional de parâmetros de dispersão. O processo de otimização deforma o espaço de parâmetros de agrupamento, aplicando pesos a estes parâmetros ou a parâmetros de equações que os relacionam. O objetivo do processo de otimização é determinar um espaço de parâmetros de agrupamento de modo que grupos gerados neste sejam relacionados a grupos de pequena dispersão destes agrupamentos no espaço de parâmetros de dispersão.

A inovação da proposta está na associação de uma técnica de agrupamento que é aplicada sobre um espaço de representação de um conjunto de dados (o espaço de

agrupamento) com uma técnica de otimização que tem como objetivo deformar este espaço e permitir a minimização de dispersão do agrupamento em outro espaço de representação do mesmo conjunto de dados (o espaço de dispersão).

Todas as técnicas de agrupamento, associadas ou não a métodos de otimização, têm como objetivo gerar grupos, identificando padrões em um conjunto de dados. Na metodologia aqui proposta pode-se utilizar qualquer técnica adequada ao problema para determinar o agrupamento de um conjunto de dados em um espaço e, assim, associar este problema de agrupamento a um método de otimização para minimizar a dispersão em outro espaço. Não há uma definição neste texto quanto à técnica de agrupamento e de otimização mais adequadas para cada conjunto de dados.

A proposta desta tese, na verdade, apesar de estar apoiada e ser testada no problema do agrupamento das curvas de permeabilidade relativa, pode ter uma aplicação mais genérica, podendo ser aplicada a qualquer problema em que se deseja determinar correlação entre causas e efeitos quando esta é muito complexa ou multidimensional, tanto em causas como em efeitos, e, além disso, que o agrupamento de indivíduos semelhantes só é útil se realizado e aplicado baseado no conjunto de causas, não de efeitos. Como exemplos:

- a) *correlação de outras características da rocha que também possuem correlações complexas* e poderiam ter melhores agrupamentos determinados por esta técnica. Características como compressibilidade dos poros, influenciada por tamanho, forma e composição dos grãos, cimentação, presença de argilas e fraturas, tamanho e distribuição de grãos, entre outras propriedades das rochas, são candidatas a aplicação desta técnica;
- b) *correlação entre imagem e propriedades*. Diversos parâmetros podem ser calculados de uma imagem, tais como, distribuição do espectro de cores, médias, desvios padrão, tamanho de regiões monocromáticas, etc. Estes parâmetros podem estar relacionados de forma complexa com propriedades da imagem ou do objeto representado. Por exemplo, características da imagem da “parede” de um poço de petróleo podem estar relacionadas com propriedades do escoamento no poço ou características de imagens de fotos podem ser usadas para determinar tipos de conteúdo;
- c) *características ou doenças relacionadas de forma complexa a um conjunto de características genéticas e ambientais*, onde a aplicação de uma técnica de agrupamento

isoladamente pode gerar agrupamento com alguma correlação com a característica ou doença, mas não obter a melhor correlação com elas;

- d) *correlações entre parâmetros econômicos e sociais e índices de desenvolvimento ou crescimento.*

Estas abordagens não serão objeto deste projeto e sem dúvida teriam que ser validadas para comprovar a eficácia da técnica nestes casos. No entanto a listagem é baseada em potenciais candidatos em função da semelhança dos problemas. A aplicação desta técnica em outros problemas pode ser alvo de futuros trabalhos.

O processo de otimização deforma o espaço de agrupamento e o resultado desta deformação pode mostrar indícios da correlação entre causa e efeitos. Dimensões do espaço de agrupamento que possuem efeito sensível sobre as dispersões são maximizadas pelo processo de otimização, de modo que as distâncias sejam aumentadas e apenas pontos realmente próximos nestas dimensões sejam agrupados. Assim estas dimensões maximizadas devem ser consideradas relacionadas de forma causal às propriedades do espaço de dispersão. Por outro lado, no caso de dimensões do espaço de agrupamento que têm pouco efeito na medição da dispersão, isto é, não estão relacionadas fortemente de maneira causal com as propriedades medidas no espaço de dispersão, não é coerente como os pesos serão distribuídos pelo processo de otimização. Caso a falta de correlação resulte em indivíduos próximos no espaço de agrupamento e distantes no espaço de dispersão, o processo de otimização tenderá a aumentar a dimensão correspondente no espaço de agrupamento, evitando que amostras próximas resultem em grupos dispersos no espaço de dispersão. Caso a falta de correlação resulte na representação de indivíduos dispersa no espaço de agrupamento e concentrada no espaço de dispersão ou dispersa em ambos os espaços, o processo de otimização tem pouca vantagem na alteração dos pesos referentes à esta dimensão, resultando em pesos aleatórios, não sendo possível avaliar com segurança a correlação entre a magnitude dos pesos e causalidade entre propriedades.

Para resolver este problema o processo de otimização poderia realizar uma avaliação de sensibilidade das dimensões, reduzindo àquelas que não têm impacto sobre a dispersão. Esta característica do processo de otimização deve ser implementada com cuidado para não impedir que a busca por mínimos globais não seja prejudicada. Esta modificação no processo de otimização não foi implantada neste trabalho, mas será indicada como trabalho futuro.

3.3.1 Agrupamento de amostras semelhantes otimizado para a minimização da dispersão de permeabilidade relativa

Para a obtenção das classes são utilizadas técnicas de determinação de agrupamentos. Estas técnicas se propõem em determinar grupos com características similares, como exemplificado anteriormente na Figura 2.7, neste caso, avaliando-se a distância das amostras. O objetivo da tese não é avaliar a melhor técnica de agrupamento, mas avaliar se a integração desta com o processo de otimização traz bons resultados. Para tal, ao menos em um primeiro momento, foram implantadas algumas técnicas, como o agrupamento hierárquico pareado ponderado (WPGMA), o agrupamento pareado não ponderado (UPGMA), o agrupamento hierárquico utilizando o coeficiente de Pearson como métrica e o agrupamento particional *k*-médias.

Um detalhamento da metodologia de análise de agrupamento (*Clustering Analysis*) e diversas técnicas disponíveis é apresentado no item 2.2.

A classificação em função dos parâmetros de agrupamento não garante que as curvas de permeabilidade relativa são reunidas minimizando a dispersão do grupo, isto é, a dispersão no espaço de parâmetros de dispersão, mostrado no gráfico da direita da Figura 3.3, pode ser grande. O resultado ótimo só ocorre quando os parâmetros de agrupamento escolhidos são “parâmetros de controle”⁶³ e, portanto, estão relacionados às curvas de permeabilidade relativa.

A relação dos diversos parâmetros de controle com a curva de permeabilidade relativa também não deve ser equilibrada, isto é, entre as diversas propriedades da rocha, algumas podem ter um impacto maior⁶⁴ do que outras. Estas diferentes influências poderiam resultar em uma deformação nos grupos formados no espaço de dispersão: pequenas diferenças em um parâmetro de agrupamento mais influente poderiam resultar em grandes distâncias entre os pontos relativos às curvas de permeabilidade relativa. O contrário também aconteceria: diferenças significativas de parâmetros com menor impacto sobre a permeabilidade relativa poderiam ter quase nenhum impacto sobre os pontos no espaço de dispersão.

⁶³ São chamados de *parâmetros de controle* os parâmetros que têm impacto (controle) na propriedade derivada (permeabilidade relativa, neste caso) de modo que “indivíduos” com parâmetros de controle semelhantes têm uma tendência maior a terem a propriedade derivada semelhante também.

⁶⁴ A forma da curva de permeabilidade relativa pode ser mais sensível a uns parâmetros que a outros.

Em função destas diferentes sensibilidades da propriedade derivada aos parâmetros de agrupamento, grupos formados em um espaço de agrupamento regular (sem pesos para os diversos parâmetros) estariam relacionados a grupos deformados no espaço de dispersão. Isto torna desejável que os grupos sejam determinados em um espaço de agrupamento deformado, equilibrando os diversos parâmetros em relação as suas respectivas influências sobre a propriedade derivada.

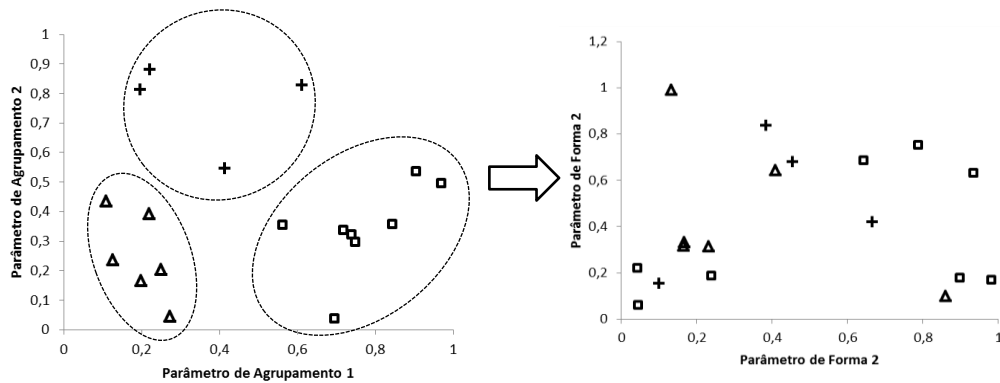


Figura 3.3 – Relação entre agrupamento no espaço de parâmetros de agrupamento e parâmetros de dispersão. Não há garantias que um bom agrupamento no espaço dos parâmetros escolhidos para determinar os agrupamentos será um agrupamento que minimize a dispersão das curvas de permeabilidade relativa, isto é, seja um bom agrupamento no espaço de parâmetros de dispersão⁶⁵. Fonte: Elaborada pelo autor.

Como não são conhecidos *a priori*⁶⁶ os parâmetros de controle, muito menos suas relações funcionais, a técnica de agrupamento é associada a um método de otimização, que iterativamente busca o conjunto de parâmetros e suas relações funcionais que minimizem a dispersão das curvas de permeabilidade relativa nos grupos gerados, de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 3.4. Esta figura mostra não apenas o fluxograma do processo de otimização e agrupamento mais a metodologia proposta nesta tese como um todo, incluindo decisões prévias e as avaliações posteriores. Como diversas decisões podem afetar o resultado e não há, *a priori*, escolhas melhores ou piores, a metodologia foi implementada de tal modo que além da otimização “interna”, que deforma o espaço de agrupamento em busca da minimização da dispersão no espaço de dispersão, existe também uma busca exaustiva

⁶⁵ A figura apresenta como exemplo, para permitir a visualização, espaços bidimensionais de parâmetros de agrupamento e parâmetros de dispersão. Os espaços de parâmetros de agrupamento são n -dimensionais e os de parâmetros de dispersão l -dimensionais. Com n e l não necessariamente iguais e geralmente bem maiores que 2.

⁶⁶ A aplicação de uma técnica de *Análise de Componentes Principais* (PCA) em um espaço contendo tanto os possíveis parâmetros de agrupamento como os parâmetros das curvas de permeabilidade relativa poderia indicar os principais parâmetros de controle auxiliando na fase de escolha dos parâmetros de agrupamento.

pelos melhores conjuntos de definições da metodologia que resultam nos agrupamentos de menor dispersão.

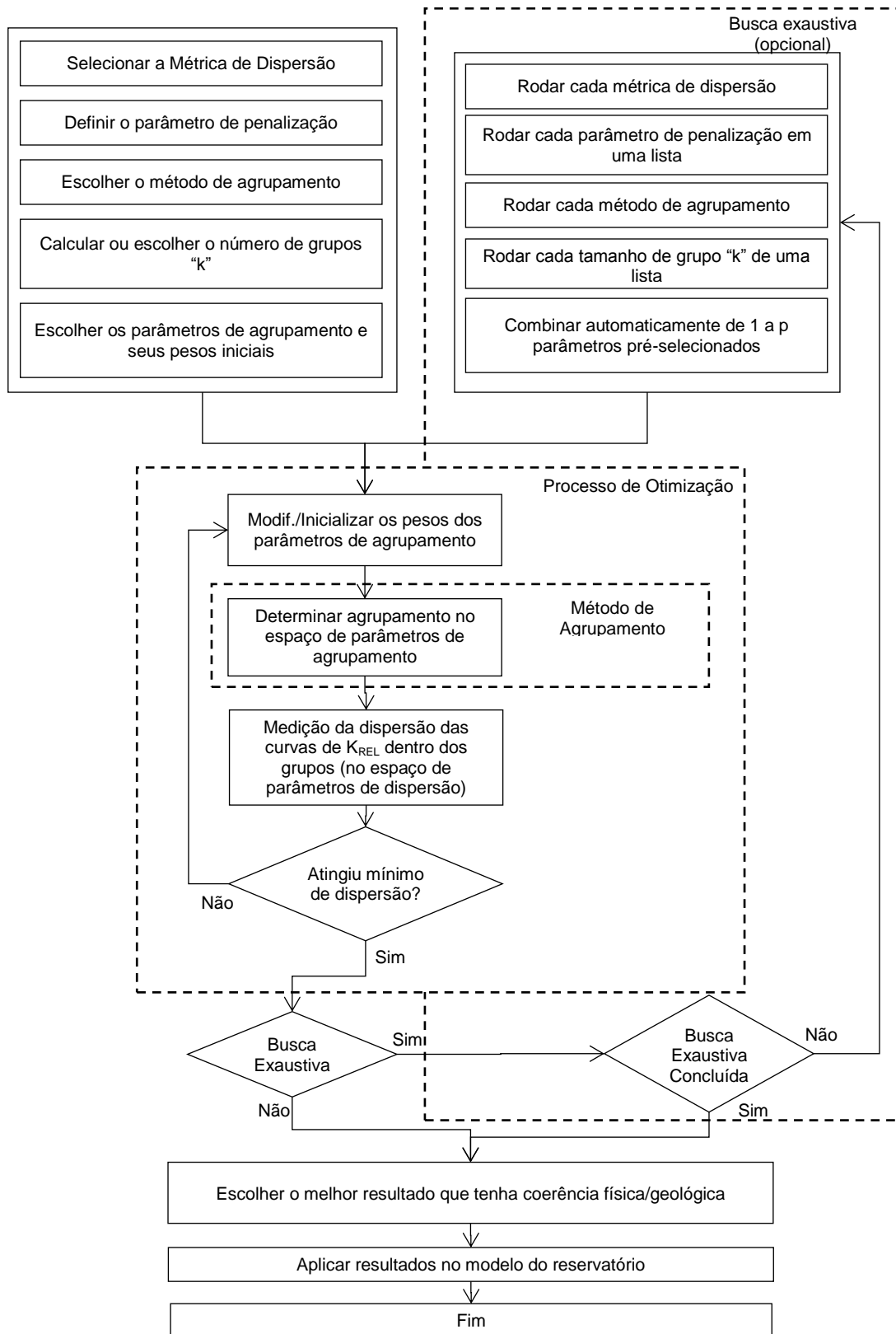


Figura 3.4 – Fluxograma do método de *Rocktyping* via agrupamento otimizado. Fonte: Elaborada pelo autor.

Como as curvas de permeabilidade relativa são função de muitas variáveis e nem todas estas variáveis estarão disponíveis no modelo geológico, é provável que o processo de otimização resulte em agrupamentos que minimizem a dispersão, mas que não tenham coerência com a física associada ao escoamento. Deste modo, após a aplicação da metodologia, deve-se avaliar criticamente se os grupos formados, mesmo com dispersão minimizada, são aceitáveis, verificando se o espaço de agrupamento deformado não penaliza propriedades importantes, avaliando se os grupos formados não têm curvas espúrias (*outliers*), se certificando também que o número de grupos, dentro de limites impostos pela capacidade de caracterização e de simulação, é o melhor possível. Estas avaliações são razoavelmente subjetivas e dependem do conhecimento do campo e da física associada ao escoamento, de modo a permitir uma avaliação crítica dos resultados.

3.3.2 Definição dos parâmetros de dispersão e parâmetros de agrupamento

Previamente ao processo de agrupamento com otimização, é necessário que os parâmetros envolvidos sejam determinados como se segue.

3.3.2.1 Definição dos parâmetros de dispersão

Os parâmetros de dispersão⁶⁷ são usados para avaliar a dispersão dos conjuntos gerados pela técnica de agrupamento. É importante que estes parâmetros avaliem quão próximas são as curvas agrupadas, dando maior peso às características mais importantes das curvas, de modo que os de maior influência para o escoamento no reservatório sejam priorizados na definição das classes.

Os pontos inicial e final das curvas de permeabilidade relativa são candidatos óbvios a parametrização. Além destes pode-se determinar uma equação que melhor ajuste as curvas de permeabilidade relativa e utilizar os parâmetros de ajuste da equação para determinar semelhança de curvas.

⁶⁷ Também poderiam ser adequadamente chamados de *parâmetros de forma* ou *parâmetros de descrição*, pois são parâmetros que representam as curvas de permeabilidade relativa (no caso do uso da metodologia com o objetivo de agrupar curvas de permeabilidade relativa) e são usados para verificar quão similar é uma curva de outra.

Considerando que as curvas de permeabilidade relativa de um meio poroso não são independentes entre os fluidos, os parâmetros considerados mais representativos para a definição das curvas foram selecionados de forma a trazer a informação intrínseca desta interdependência. Esta seleção não é rígida e é possível que, dependendo do reservatório e das próprias curvas de permeabilidade relativa medidas, outros parâmetros se mostrem mais adequados para a avaliação da distância entre estas.

Para a avaliação dos agrupamentos no processo de otimização, em relação aos dados reais apresentados neste trabalho, os parâmetros de dispersão utilizados foram os listados abaixo:

- a) a razão entre a permeabilidade dos pontos extremos de água, $k_w@S_{or}$, e óleo, $k_o@S_{wi}$,

$$R_k = \frac{k_o@S_{wi}}{k_w@S_{or}} . \quad (3.1)$$

Ponto este que captura em parte, em conjunto com o ponto de cruzamento das curvas, a razão entre as permeabilidades em todas as saturações;

- b) a saturação inicial da curva, S_{wi} , que localiza (posiciona) a curva em relação às saturações;
c) a saturação de óleo móvel,

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi} , \quad (3.2)$$

que captura a amplitude da curva em relação às saturações;

- d) saturação de água no ponto de cruzamento das curvas de permeabilidade relativa, isto é, a saturação de água onde a permeabilidade aos dois fluidos móveis na curva de permeabilidade relativa bifásica é a mesma,

$$S_{wx} = S_w : k_o(S_w) = k_w(S_w); \quad (3.3)$$

e) a permeabilidade onde ocorre o cruzamento das curvas,

$$k_{rx} = k_r(S_{wx}), \quad (3.4)$$

que, em conjunto com a saturação deste ponto, define o ponto intermediário de amarração, que, em conjunto com os pontos extremos, suporta razoavelmente bem a definição da forma da curva, como mostrado na Figura 3.5.

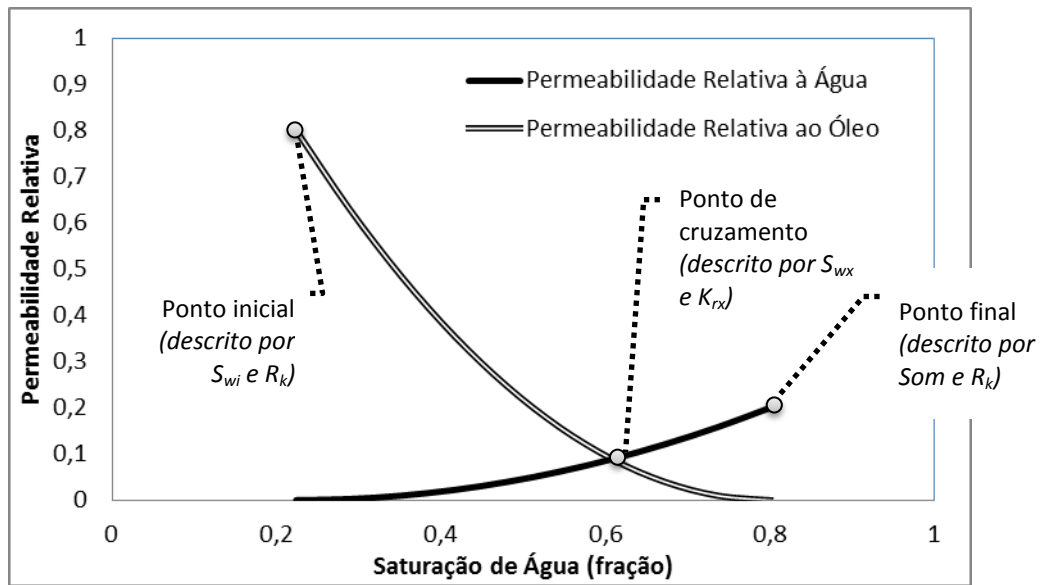


Figura 3.5 – Pontos utilizados como parâmetros de dispersão (parâmetros de forma). As curvas são razoavelmente bem representadas por estes pontos de amarração. Fonte: Elaborada pelo autor.

Além dos parâmetros de dispersão selecionados para este estudo, outros podem ser úteis, como os parâmetros de uma equação que ajuste as curvas de permeabilidade relativa, tais como as equações propostas por COREY (1954),

$$k_{rf} = k_{rf_MAX} \cdot S_{fD}^{n_f}, \quad (3.5)$$

onde k_{rf_MAX} é a permeabilidade relativa máxima do fluido f , S_{fD} é a saturação adimensional deste fluido e n_f o parâmetro de ajuste (formato) da curva;

Também poderiam ser usadas como parâmetros, as permeabilidades efetivas, ou mais coerentemente com o defendido anteriormente, a razão entre as permeabilidades em determinadas saturações adimensionalizadas, subdividindo a curva em n partes determinadas.

Outros parâmetros correlacionados à forma da curva de permeabilidade relativa de forma indireta também poderiam ser usados, tais como o tempo de *breakthrough*⁶⁸, a saturação da frente de avanço, o fator de recuperação total ou o fator de recuperação até um determinado fluxo fracionário.

No entanto, deve-se tomar cuidado para não utilizar parâmetros que não estejam relacionados à descrição da forma da curva, mas relacionados à causa da forma da curva, como, por exemplo, parâmetros que indiquem a molhabilidade ou a distribuições de gargantas de poros. A utilização destes parâmetros como parâmetros de dispersão impõe uma relação causal que pode ou não existir para o conjunto de dados disponível e deve ser avaliada pelo processo de otimização.

3.3.2.2 Definição dos parâmetros de agrupamento

Os parâmetros de agrupamento podem formar uma lista inicial (extensa) de parâmetros petrofísicos e geológicos que têm possibilidade de influenciar a curva de permeabilidade relativa. Parâmetros como a distribuição de gargantas de poros, a porosidade, a permeabilidade e tortuosidade, as litofácies, entre outros podem ter impacto sobre as curvas de permeabilidade relativa e devem ser avaliados quanto a isso. Em um primeiro momento pode não ser feita uma análise crítica de que parâmetros podem ou não ser obtidos no modelo geológico para futura distribuição de classes, mas como objetivo final, os parâmetros selecionados como parâmetros de agrupamento têm que ser passíveis de serem obtidos do modelo geológico.

Não é sempre conhecido *a priori* se os parâmetros de agrupamento têm ou não controle sobre as curvas de permeabilidade relativa, apesar de serem escolhidos em função da inferência empírica desta relação. O processo de otimização, com a determinação de pesos aplicados aos parâmetros de agrupamento, pode determinar quais *parâmetros de agrupamento*

⁶⁸ O *breakthrough* é o momento em que o fluido injetado (geralmente água) irrompe na face de saída da amostra do reservatório, neste caso, um poço produtor.

são efetivamente *parâmetros de controle*. Em uma avaliação extensiva (busca exaustiva do fluxograma da Figura 3.4), com a seleção de parâmetros distintos para a formação do espaço de agrupamento, a presença de parâmetros de agrupamento que não são parâmetros de controle é possivelmente danosa, pois a aleatoriedade da relação destes com as curvas de permeabilidade relativa pode resultar em agrupamentos com dispersões mais altas.

É possível utilizar parâmetros de dispersão como parâmetros de agrupamento, com alguns problemas e cuidados que serão discutidos em uma seção específica no Capítulo 5. Duas exigências devem estar sempre em mente: o parâmetro deve estar presente no modelo do reservatório antes da aplicação das classes de rocha que ele representa e o parâmetro não deve apenas representar a curva de permeabilidade relativa, mas também ter impacto sobre ela como um todo.

Como exemplo, o S_{wi} é um parâmetro que pode se enquadrar nestas duas exigências por alguns motivos:

- a) tem correlação com a geometria e topologia do espaço poroso;
- b) tem impacto na curva de permeabilidade relativa e na molhabilidade da amostra;
- c) apesar de ser um parâmetro de forma, não é uma resposta da curva de permeabilidade relativa, pois é condição inicial do ensaio, obtido, geralmente e preferencialmente, por drenagem capilar, em oposição ao fenômeno viscoso, presente no efeito modelado pela curva de permeabilidade relativa;
- d) pode ser atribuído ao modelo geológico para posterior aplicação das curvas de permeabilidade relativa, pela aplicação geoestatística dos dados medidos por perfilagem dos poços ou a partir de um modelo de equilíbrio capilar-gravitacional.

3.3.3 Medição da dispersão

A determinação da dispersão (ψ) para avaliação dos agrupamentos no espaço da dispersão pode ser realizada utilizando-se diversas métricas, como as exemplificadas adiante:

- a) A média da distância média entre os pontos do grupo e o centro do grupo, medida em função de uma norma qualquer, matematicamente,

$$\psi_{DM} = \frac{\sum_{i=1}^k \left(\sum_{j=1}^{ni} \frac{(\|\mathbf{x}_{j,i} - \mathbf{x}_{G,i}\|)}{ni} \right)}{k}, \quad (3.6)$$

onde, k é o número de grupos, ni , o número de pontos do grupo i , $\mathbf{x}_{j,i}$ o vetor que identifica o ponto j do grupo i , $\mathbf{x}_{G,i}$ o vetor que identifica o centro do grupo i . $\|\cdot\|$ indica a norma escolhida, como por exemplo, qualquer uma das citadas na seção 2.2.1.1;

- b) Como se trata da avaliação da dispersão de um conjunto vetorial, cada componente vetorial, isto é, cada dimensão do espaço, possui sua própria medida de desvio padrão, sendo este então, também um vetor. Uma possível medida escalar para caracterizar a dispersão do conjunto de grupos seria a média aritmética da norma do desvio padrão dos grupos, cuja equação é

$$\psi_{\sigma M} = \frac{\sum_{i=1}^k (\|\boldsymbol{\sigma}_i\|)}{k}, \quad (3.7)$$

onde $\boldsymbol{\sigma}_i$ é o vetor desvio padrão do grupo i , dado, componente a componente, por

$$\sigma_{m,i} = \sqrt[b]{\sum_{j=1}^{ni} \frac{(x_{m,j,i} - x_{Gm,i})^b}{ni}}, \quad (3.8)$$

onde $\sigma_{m,i}$ é a m -ésima componente do vetor $\boldsymbol{\sigma}_i$, $x_{m,j,i}$ e $x_{Gm,i}$ são as m -ésimas componentes dos vetores, $\mathbf{x}_{j,i}$ e $\mathbf{x}_{G,i}$ respectivamente. O parâmetro b é geralmente 2, mas caso se faça uso de uma norma L_p diferente da norma L_2 recomenda-se utilizar um parâmetro b coerente;

- c) O índice de Dunn (*Dunn Index*) mede a relação entre a distância intergrupos, que se deseja que seja grande, e a dispersão intragrupo, que deve ser pequena. Este índice é definido pela equação

$$DI = \min_{1 \leq i \leq k} \left\{ \min_{1 \leq j \leq k} \left\{ \frac{\delta(G_i, G_j)}{\max_{1 \leq q \leq k} d(G_q)} \right\} \right\}, \quad (3.9)$$

onde $\delta(G_i, G_j)$ é a métrica de medição da distância (critério de ligação) entre os grupos G_i e G_j , $d(G_q)$ é a dispersão do grupo G_q . Observa-se pela definição e pela equação que quanto maior o índice de Dunn, melhor o agrupamento;

- d) O índice de Davies-Bouldin (*Davies-Bouldin Index*) relaciona, de maneira inversa ao índice de Dunn, a distância intergrupos e a dispersão intragrupo, sendo por isso, tanto melhor o agrupamento quanto menor este índice. A equação para cálculo do índice de Davies-Bouldin é

$$DBI = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{j:i \neq j} \frac{d(G_i) + d(G_j)}{\delta(G_i, G_j)}, \quad (3.10)$$

onde, como no índice de Dunn, $\delta(G_i, G_j)$ é a métrica de medição da distância (critério de ligação) entre os grupos G_i e G_j , mas diferente do índice de Dunn, $\delta(G_i, G_j)$ é especificada como a norma L_p do vetor diferença entre os centroides dos grupos. Novamente como o índice de Dunn, $d(G_q)$, q sendo um marcador para i ou j , é a dispersão do grupo G_q , também, diferente do índice de Dunn, aqui $d(G_q)$ é definido como sendo a soma das normas L_p dos vetores-diferença entre a posição de cada indivíduo do grupo e o centroide do grupo.

Assim como a seleção do conjunto de parâmetros de dispersão, a seleção da métrica mais adequada não tem critérios definidos. Recomenda-se usar diversas métricas para aplicar a metodologia ao conjunto de dados e analisar criticamente os resultados com dois objetivos principais: 1) obter grupos cujo relacionamento das variáveis de agrupamento com as curvas de permeabilidade relativa esteja coerente com informações disponíveis sobre o reservatório e 2) resulte numa minimização da incerteza em relação aos cenários de escoamento no reservatório.

Com a definição dos cenários extremos, as curvas otimistas e pessimistas de cada grupo, se estas não estiverem originalmente presentes nos dados, como é caso exemplificado na Figura 3.6, podem também ser usadas para definir novos critérios para a avaliação da dispersão do resultado final, incluindo ou não estes novos dados gerados, mantendo ou não os dados originais na medição de dispersão. A vantagem da medição da dispersão exclusivamente usando os dados gerados como cenários extremos de cada grupo é a grande aderência desta métrica à incerteza que será considerada na curva de permeabilidade relativa

para o modelo de simulação. A desvantagem é que o processo de otimização tem como objetivo a redução da distância entre os cenários extremos com um embasamento mais fraco nos dados medidos.

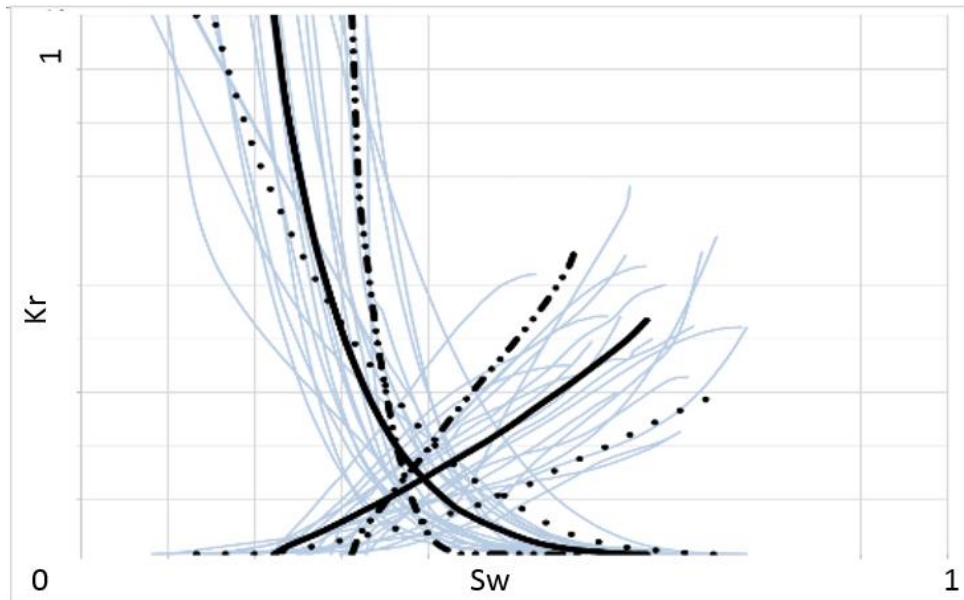


Figura 3.6 – Curvas medidas (em azul claro) e curvas geradas como média representativa (curva preta contínua) e como limites do intervalo do intervalo de confiança (pretas descontínuas) Fonte: Elaborada pelo autor.

Durante o processo de otimização, o critério de minimização da dispersão é afetado por uma característica indesejável: como grupos formados de um único elemento têm dispersão nula (ou impossível de ser calculada), o algoritmo tende a manter muitos grupos com um único elemento e poucos grupos com muitos elementos. Isto é reforçado pois a dispersão dos grupos grandes não é maximizada porque geralmente esta medida é uma média aritmética, não um somatório simples. Para evitar este comportamento, foi associada ao cálculo da dispersão dos grupos, uma penalização para grupos muito pequenos. Este artifício permitiu que a otimização resultasse em grupo com número de elementos mais próximo à média de amostras por grupo, porém com uma dispersão menos otimizada.

Duas possibilidades de penalização foram propostas para evitar grupos pequenos: a primeira atribui à dispersão de grupos de um único elemento a dispersão máxima entre todos os grupos gerados, apenas atuando sobre os grupos unitários; a segunda, atuando sobre todos os grupos formados, penaliza a dispersão do grupo que se afasta da média de amostras por grupo, seguindo a equação

$$\psi_i^* = \psi_i + |\bar{\psi} - \psi_i| \cdot |\bar{m} - m_i|^a, \quad (3.11)$$

onde ψ_i^* é a dispersão modificada do grupo i , medida a partir da sua dispersão original, ψ_i , da dispersão média dos grupos, $\bar{\psi}$, do número de amostras do grupo i , m_i e da média de amostras por grupo, \bar{m} .

O parâmetro de penalização (a) existe para permitir calibrar a penalização de modo a viabilizar a redução do número de grupos espúrios sem impedir o algoritmo de gerar agrupamentos ótimos.

Os grupos unitários podem existir como resultado do processo de otimização em função da deficiência na determinação da dispersão de grupos unitários ou também em função da subamostragem de indivíduos em relação a alguma propriedade. No primeiro caso, o processo de otimização artificialmente afasta indivíduos próximos de modo a atingir uma dispersão nula com grupos unitários artificialmente gerados. No segundo caso, o processo de otimização apenas corrobora a amostragem com *outliers*. O parâmetro de penalização deve evitar o primeiro efeito, mas não deve criar agrupamentos heterogêneos de modo artificial, agrupando *outliers*, que devem ser tratados antes do processo de otimização. Então, neste contexto, o parâmetro de penalização não deve ser considerado um parâmetro de regularização com o objetivo de evitar o sobreajuste (*overfitting*), mas apenas um parâmetro para lidar com a deficiência na avaliação de dispersão de grupos unitários.

Nem este parâmetro nem a equação de penalização têm significado físico ou estatístico, sendo basicamente empíricos. Buscou-se uma formulação matemática que penalizasse a dispersão quando o número de elementos grupo se afastasse do número médio de amostras por grupo, como pode se observar na Figura 3.7, e que pudesse ter o seu impacto ajustado por um parâmetro. Esta lógica matemática é bastante simples, e apesar de não ter sido baseada em nenhuma literatura conhecida pelo autor, não há qualquer dificuldade em acreditar que equações similares existam na literatura.

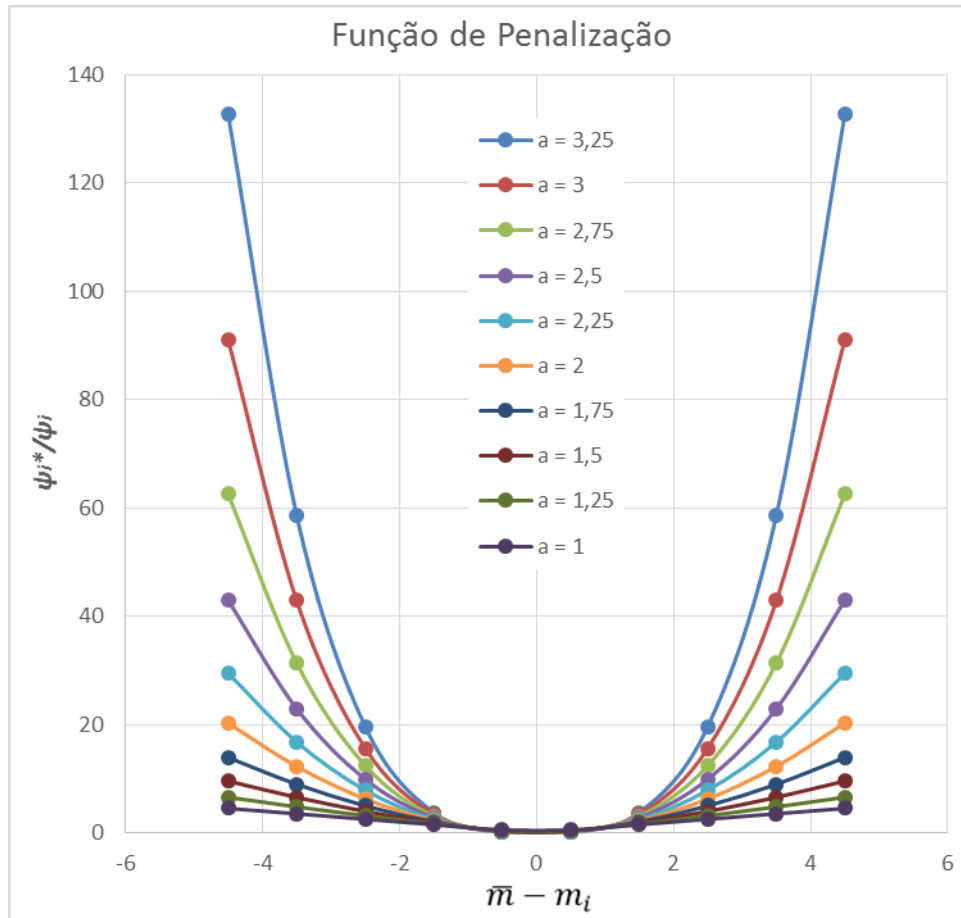


Figura 3.7 – Variação da função de penalização em função do parâmetro de penalização a . Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar da falta de embasamento físico na equação de penalização, a seleção criteriosa do parâmetro de penalização é importante para uma determinação de grupos com significado físico. Se por um lado o uso de pequenos parâmetros de penalização permite que o processo de otimização busque se valer da pequena ou nula dispersão de grupos pequenos, por outro lado, a utilização de penalizações severas impõe ao problema como solução ótima o uso de grupos do tamanho da média. Isto fica claro com o comportamento da função de penalização em função do parâmetro de penalização e da diferença entre o tamanho médio dos grupos, m_i , e o tamanho atual dos grupos, m como visto na Figura 3.7.

A utilização de técnicas estatísticas, mais especificamente a distribuição *t-Student*, para determinação dos limites do intervalo de confiança das curvas de permeabilidade relativa de cada grupo, trará mais um componente de penalização de pequenos grupos, se na avaliação da dispersão forem utilizadas também as curvas geradas para representar os cenários extremos. No entanto, mesmo neste caso, a aplicação de alguma definição para o cálculo da dispersão

dos grupos unitários, como os dois mencionados anteriormente (utilização da função de penalização ou a penalização apenas dos grupos unitários), é necessária, pois a medição da dispersão neste caso pode ser nula ou indefinida, como já mencionado anteriormente.

3.3.4 Avaliação de Informações de rótulo (informações não-numéricas)

Algumas características do meio poroso são determinadas por dados não-numéricos (rótulos). Entre exemplos comuns na indústria de petróleo estão as litofácies, a zona produtora, a idade geológica, etc. Estas informações dispersas e qualitativas precisam receber um tratamento especial para que o método de agrupamento e a avaliação de dispersão sejam capazes de medir distâncias ou definir outras métricas de similaridade ou dissimilaridade.

Para o cálculo das medidas de similaridade ou dissimilaridade é necessário que estes dados não-numéricos sejam substituídos por valores numéricos. Para tal duas propostas são apresentadas neste texto:

a) *Substituir cada rótulo por um número* - Como a medição das distâncias será influenciada pelo valor escolhido para cada rótulo, quando o analista escolhe um número para um determinado rótulo, está havendo uma imposição de uma informação adicional, sobre como os diferentes rótulos estão correlacionados. Rótulos substituídos por números próximos serão considerados representativos de meios porosos mais semelhantes (neste aspecto) que rótulos substituídos por números distantes.

Se esta informação quantitativa sobre distância relativa entre os rótulos puder ser obtida, é recomendável que esta proposta seja utilizada, pois a outra possibilidade é considerar todos os rótulos equidistantes, que pode não ser correto neste caso.

b) *Substituir cada rótulo por uma dimensão no espaço vetorial* - Cada rótulo de uma certa propriedade não-numérica poderia ser substituído por uma nova dimensão no espaço vetorial, e cada elemento seria representado por valores binários (0-1) nestas dimensões que representaria esta propriedade não-numérica. Cada elemento seria representado pelo valor 0 (zero) nas dimensões relativas aos rótulos diferentes do seu e por 1 (um) na dimensão relativa ao seu rótulo. Com isto todos os rótulos de uma certa propriedade se tornam equidistantes.

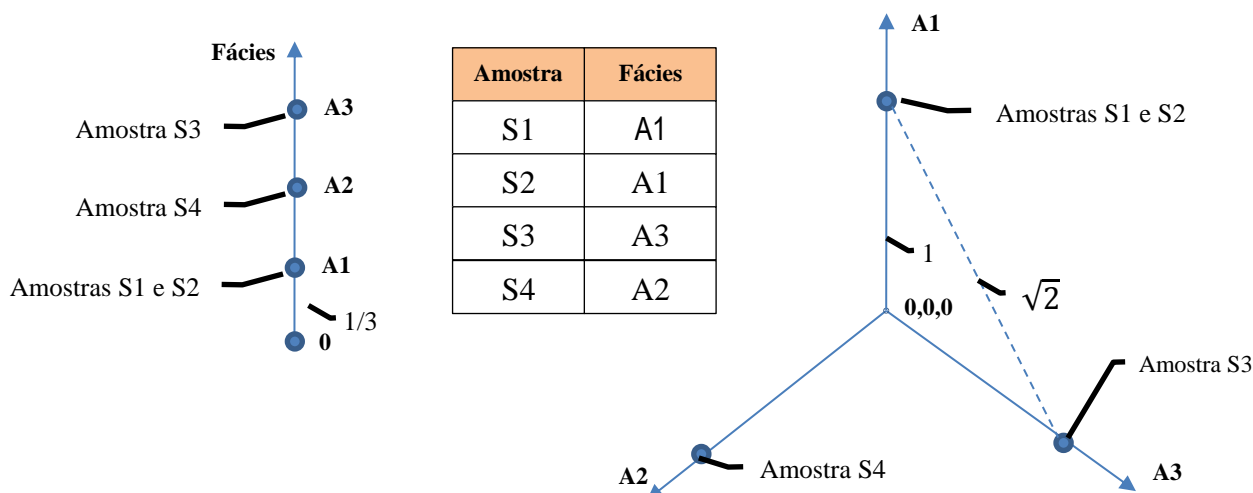


Figura 3.8 – Representação de dados não-numéricos no espaço. À esquerda, a cada rótulo é estipulado um valor escalar, resultando em distâncias distintas entre os diversos rótulos, por exemplo, a fácies A3 é mais distante da fácies A1 que da fácies A2. À direita, a representação é realizada em dimensões adicionais e todos os rótulos são equidistantes. Fonte: Elaborada pelo autor.

Existe um problema nesta abordagem: A inclusão de novas dimensões no espaço vetorial resulta em um maior peso na determinação de similaridades para esta propriedade não-numérica. Para contornar este problema o peso relacionado e esta propriedade é modificado coerentemente.

Quando se distribui os rótulos de maneira binária (0-1) entre as diferentes dimensões, a distância entre cada dois rótulos será sempre a raiz quadrada de dois, como mostrado na Figura 3.8. Para realizar a correção do peso, então se converte a distância em valores unitários e posteriormente se corrige o peso em função do número de dimensões especificadas para a representação desta propriedade no espaço vetorial, N_L , que é o número de rótulos desta propriedade. A correção é realizada pela equação

$$W_{Lc} = \frac{W_L}{N_L \sqrt{2}} , \quad (3.12)$$

onde W_{Lc} é o peso corrigido baseado no peso original, W_L .

Uma segunda opção para a definição de equidistância entre os diversos rótulos de uma determinada propriedade foi sugerida por SURMAS (2015, informação verbal)⁶⁹. A métrica poderia ser incumbida de lidar com este tipo de informação, atribuindo-se para amostras de mesmo rótulo distâncias nulas na dimensão correspondente a esta propriedade e distâncias unitárias para amostras de rótulos distintos. Uma vantagem da utilização desta proposta é a manutenção do tamanho do espaço vetorial, o que pode resultar em uma maior velocidade do processo de agrupamento e avaliação de dispersão. Por outro lado, haveria a necessidade de trabalhar-se com métricas distintas em função da dimensão do espaço, o que resultaria em uma complexidade adicional no processo de avaliação de distâncias com possível redução da eficiência. A avaliação desta proposta será recomendada para trabalhos futuros.

⁶⁹ Informação fornecida durante a defesa de tese por Rodrigo Surmas, em 26/08/2015.

3.3.5 Determinação das curvas representativas e dos intervalos de confiança

Como comentado anteriormente e mostrado na Figura 1.5, o processo de determinação de *rocktypes* é dividido em duas fases: a definição e a caracterização. Na fase de definição, são estruturadas as bases do espaço vetorial de agrupamento, bem como os limites ou centroides dos diversos grupos neste espaço vetorial. Isto é, a fase de definição é responsável pela criação das relações de pertinência ao *rocktype*. Na fase de caracterização cada grupo deve ser caracterizado com um conjunto de propriedades que serão atribuídas ao meio poroso que for considerado pertencente a este grupo, isto é, serão determinadas as propriedades derivadas.

Como meios porosos algo distintos são considerados no processo de *rocktyping* como parte de um mesmo grupo, é esperado que as propriedades derivadas representativas deste grupo não sejam únicas (determinísticas). Espera-se, no entanto, se o *rocktyping* tiver sido cuidadoso e bem-sucedido, que o intervalo de confiança não seja muito grande, isto é, que não seja grande a diferença entre as diversos valores possíveis dentro de um grupo.

Após a fase de definição dos *rocktypes*, todas as amostras de rocha que fizerem parte de um certo grupo são consideradas amostras características deste grupo e suas propriedades medidas também. Tomando como exemplo a permeabilidade relativa, podem existir muitas curvas representativas de um certo grupo. Na verdade, para aumentar a confiabilidade, é desejável que existam muitas curvas representativas de cada grupo. No entanto, apesar de se buscar uma minimização desta dispersão, estas curvas têm uma certa variabilidade e é importante que se defina uma única curva de permeabilidade relativa para cada fluido como representativa do grupo, a curva-base ou a propriedade-base.

3.3.5.1 A curva-base ou propriedade-base

A curva-base ou propriedade-base⁷⁰ é o valor mais representativo obtido a partir das propriedades medidas em todas as amostras de um certo grupo. Dependendo da característica

⁷⁰ No caso genérico, onde a representação da propriedade não é uma curva

sendo avaliada ou do padrão apresentado pelos resultados medidos, pode-se adotar estatísticas constantes⁷¹ como a média ou a moda, ou ainda funções definidas por regressões.

A média aritmética é uma escolha natural, pois minimiza a soma do erro quadrático, mas pode-se perder características da física do processo que poderiam estar representadas pelas regressões. Um exemplo do uso de regressões é a atribuição da permeabilidade absoluta às células, geralmente, ao invés de se atribuir uma única permeabilidade absoluta em função da classe, a permeabilidade é atribuída (por classe) como função da sua relação com a porosidade da célula do modelo do reservatório.

No caso das curvas de permeabilidade relativa, os pontos terminais são mais facilmente atribuídos em função de regressões, mas em relação à forma da curva, a média aritmética é mais simples e foi a utilizada neste trabalho. A determinação de curvas representativas em função de características físicas ou em relação a propriedades que especificamente tenham maior impacto sobre o escoamento (como o fluxo fracionário, fator de recuperação, entre outros) será proposta para trabalhos futuros.

A determinação da curva média pode ser realizada de duas maneiras: 1) definindo-se parâmetros que representem as curvas e utilizando a média destes parâmetros para representar a curva média ou curva-base; 2) dividindo-se a curva em n pontos e utilizando a média de cada um destes pontos para representar a curva média.

A parametrização das curvas tem a desvantagem de reduzir a quantidade de informação disponível na curva, exceto se a curva tenha sido gerada parametrizada e esta seja a parametrização utilizada. A vantagem é que o uso de uma quantidade geralmente pequena de parâmetros torna possível representar a curva sem uma perda significativa de informação, desde que a função parametrizada escolhida seja adequada. No entanto, para permitir a obtenção das médias, todas as curvas de um certo grupo têm que ser representadas pela mesma função de parametrização. Isto pode dificultar a obtenção de uma função genericamente adequada.

A divisão da curva em n pontos resulta necessariamente em perda de informação⁷², ao contrário da parametrização que pode ser exata. No entanto, se o número de pontos for

⁷¹ A curva-base ou propriedade-base pode ser uma única para o grupo gerado, ou pode ser resultado de regressões onde a propriedade-base é função de uma equação que permite que esta propriedade varie célula a célula pertencente ao mesmo grupo (*rocktype*)

⁷² A exceção de curvas formadas por segmentos de reta entre os pontos selecionados na discretização.

adequado, a perda de informação desta segmentação da curva pode ser considerada desprezível. Este processo é mais simples e automatizável pois não depende da seleção de melhores funções para representar genericamente as curvas de um certo grupo. O código desenvolvido para avaliação desta proposta de tese utiliza este método para determinação das curvas médias.

Obter a curva média do conjunto de curvas que possuem domínios distintos, isto é, serem definidas em zonas de saturação distintas, pode ser problemático. Se nem todas as curvas estão definidas para uma determinada saturação não é possível fazer a média. A extrapolação das curvas para regiões onde elas não estão definidas é problemática pois pode resultar em valores espúrios (valores de permeabilidade negativos ou positivos extremos). Uma possibilidade é adimensionalizar as curvas em saturação antes de realizar a divisão em partes para determinação da média. Esta adimensionalização deforma a curva sem um sentido físico razoável, mas espera-se que em curvas razoavelmente semelhantes, pois fazem parte de um mesmo grupo, esta deformação não seja um problema crítico.

Neste projeto as curvas são adimensionalizadas, subdivididas em dez pontos de saturação, cujas médias são utilizadas para representar a curva-base. Também são calculados os desvios padrão que serão usados para determinação do intervalo de confiança, explicado mais adiante.

Os pontos extremos das curvas, $k_{ro}@S_{wi}$ e $k_{rv}@S_{or}$, também têm a média e desvio padrão calculados para posterior redimensionalização da curva média. No entanto, este passo pode variar um pouco. É viável obter-se a saturação de água inicial no modelo do reservatório *a priori*, isto é, anteriormente a aplicação do *rocktyping*. Assim, a redimensionalização da curva pode ser realizada em função de parâmetros pré-existentes do modelo. Neste caso, por coerência com a aplicação do *rocktyping*, seria recomendável que a saturação de água inicial fosse utilizada como parâmetro de agrupamento, de modo que as curvas representativas de uma certa célula do reservatório tenham este parâmetro similar àquele encontrado na célula. Como a saturação de óleo residual, ao contrário da saturação inicial, não é conhecida *a priori*, a redimensionalização ainda depende deste parâmetro. Caso seja possível observar uma tendência entre a saturação inicial e a saturação final, como a observada (com baixo coeficiente de determinação, R^2) na Figura 3.9, pode-se respeitar esta tendência na redimensionalização, tomando o devido cuidado com a incerteza desta correlação. Caso contrário pode-se realizar a redimensionalização da saturação de óleo residual

independentemente da saturação inicial, mantendo este valor constante em cada grupo (com o seu devido intervalo de confiança) ou aplicando outra correlação visível nos dados.

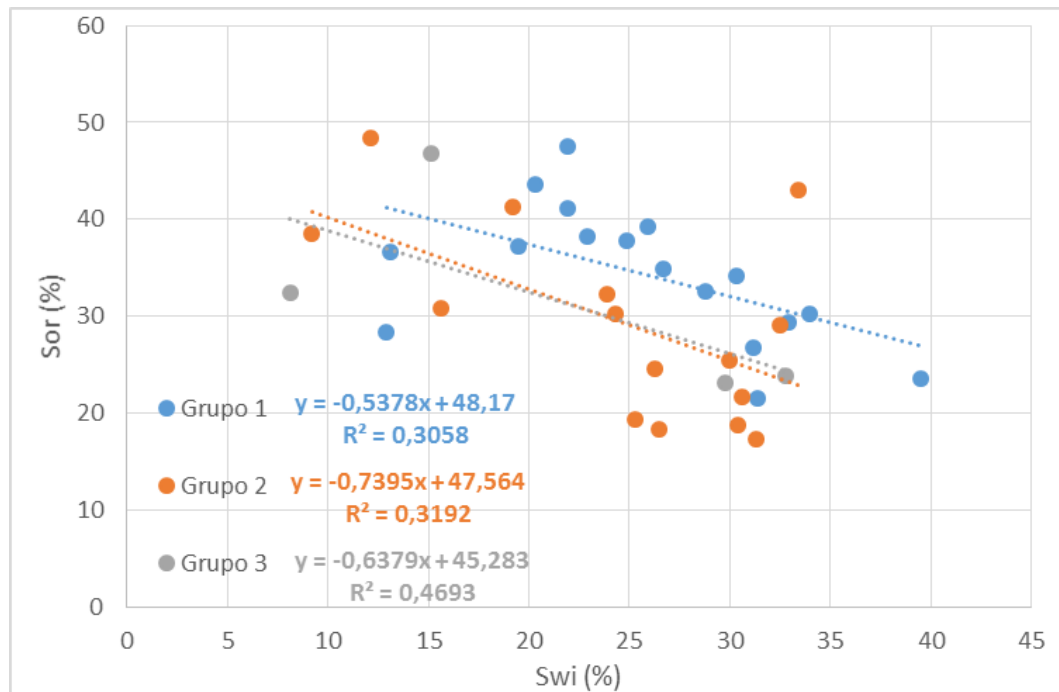


Figura 3.9 – Correlação entre S_{wi} e S_{or} nos agrupamentos (rocktypes). Apesar do baixo coeficiente de correlação (R^2) é possível perceber uma tendência de redução do S_{or} com o aumento do S_{wi} . Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.5.2 Curvas limítrofes: O intervalo de confiança

Diferente da definição da curva média, que apresenta poucas possibilidades disponíveis, a definição das curvas limítrofes do intervalo de confiança da permeabilidade relativa de um determinado grupo tem uma gama ampla de possibilidades, como as avaliadas neste texto, listadas abaixo, nas próximas seções.

3.3.5.2.1 Utilizar as curvas extremas de cada fluido obtidas em laboratório

Selecionar a curva mais pessimista ou otimista de permeabilidade relativa a um fluido e ao outro fluido de forma independente, isto é, sem restringir que ambas tenham sido obtidas em uma mesma amostra de rocha, como mostrado na Figura 3.10. Esta abordagem é bastante

intuitiva, pois graficamente utiliza as curvas mais externas em um conjunto de curvas para considera-las como limites de incerteza do grupo. No entanto esta abordagem contém problemas conceituais e estatísticos. Conceitualmente ela falha, pois o escoamento de um fluido em um meio poroso depende da presença do outro fluido, assim, não é correto tratar as curvas dos fluidos independentemente. Estatisticamente esta abordagem falha pois a maior a disponibilidade de curvas não apenas não reduz a incerteza como geralmente a aumenta, o que não tem sentido.

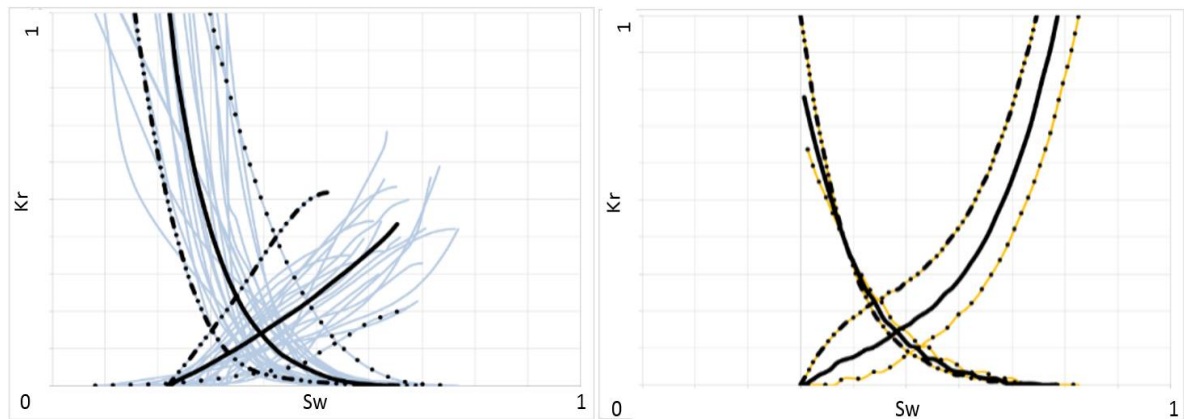


Figura 3.10 – Utilização das curvas extremas de forma independente como limites de incerteza. Os gráficos apresentam dois agrupamentos de um mesmo rocktyping, um grupo que possui muitas amostras e outro que possui poucas. Como a definição dos intervalos de confiança é afetado pelo número de amostras a apresentação destes extremos é recomendável. Fonte: Elaborada pelo autor.

Para aplicação desta abordagem deve-se definir critérios para comparar as curvas como “melhores” ou “piores”. Quando a permeabilidade de uma determinada amostra a um determinado fluido é, em todas as saturações, superior ou inferior à permeabilidade a este mesmo fluido de outra amostra, e além disso, ambas as curvas possuem o mesmo domínio em saturação, isto é, têm o mesmo S_{wi} e S_{or} no caso da curva água-óleo, a definição seria trivial. No entanto este caso é uma exceção.

O tratamento de curvas com domínios distintos pode ser feito adimensionalizando-se o domínio para posterior comparação das curvas, com o mesmo problema comentado na definição das médias. Após a adimensionalização, caso as curvas apresentem permeabilidades mais altas em certa região do domínio e permeabilidades mais baixas em outras, a avaliação pode ser alvo de alguma subjetividade e especificidade em função do reservatório e da estratégia de exploração. Este trabalho utilizou a área sob a curva como sendo o parâmetro de definição de uma curva de permeabilidade mais elevada ou menos elevada. No entanto pode-se decidir por outros critérios como, por exemplo, considerar que a região da curva mais

próxima do S_{wi} é mais importante pois mais regiões do reservatório são influenciadas por esta região que a região da curva mais próxima do S_{or} .

3.3.5.2.2 Utilizar as curvas extremas relacionadas a meios porosos avaliados em laboratório

Selecionar os meios porosos cujas curvas de permeabilidade relativa se mostram mais pessimistas ou otimistas, como apresentado na Figura 3.11. Esta abordagem ainda é, de certo modo, intuitiva, pois considera-se o pior conjunto de curvas de uma mesma amostra como pessimista e o melhor como otimista. Esta abordagem não tem a desvantagem de utilizar incoerentemente pares de curvas relativas a meios porosos distintos. No entanto, estatisticamente, ela sofre do mesmo mal que atinge a abordagem anterior: a maior quantidade de dados disponíveis geralmente está associada a uma manutenção ou aumento da estimativa de incerteza.

A comparação das curvas de ambos os fluidos de um meio poroso com as curvas relativas a um segundo meio poroso depende de alguma metodologia. Neste projeto, para comparação das curvas elas foram reunidas utilizando o conceito de fluxo fracionário,

$$f_A \equiv \frac{Q_A}{Q_A + Q_B} , \quad (3.13)$$

onde f indica o fluxo fracionário, Q indica a vazão, e os subscritos A e B , são usados para indicar os fluidos A e B . Considerando ambos os fluidos incompressíveis ou ambos compressíveis e utilizando a lei de Darcy e ainda desprezando efeitos de variação de pressão capilar no meio, pode-se chegar a (Rosa, et al., 2006)

$$f_A \approx \frac{k_A/\mu_A}{k_A/\mu_A + k_B/\mu_B} . \quad (3.14)$$

onde k indica a permeabilidade efetiva e μ a viscosidade dinâmica.

Neste ponto outra decisão se apresenta, pode-se respeitar o fluxo fracionário, utilizando a viscosidade dos fluidos do reservatório, ou, apenas utilizar o arcabouço matemático para

reunir as curvas de modo mais igualitário, considerando as viscosidades dos fluidos iguais. Esta segunda abordagem tem a vantagem de permitir a comparação mais direta de curvas de reservatórios distintos, mas por outro lado, estas curvas devem ter sido influenciadas pela viscosidade dos fluidos utilizados no ensaio e não pesar esta influência pode ser inadequado.

Após a definição de uma curva de fluxo de fracionário por amostra, com ou sem a compatibilização do domínio destas curvas, a comparação entre os fluxos fracionários das diferentes amostras pode ser realizada como proposto para a comparação das curvas de permeabilidade relativa, através das áreas sob as curvas, com ou sem peso relativo para as diversas regiões do domínio.

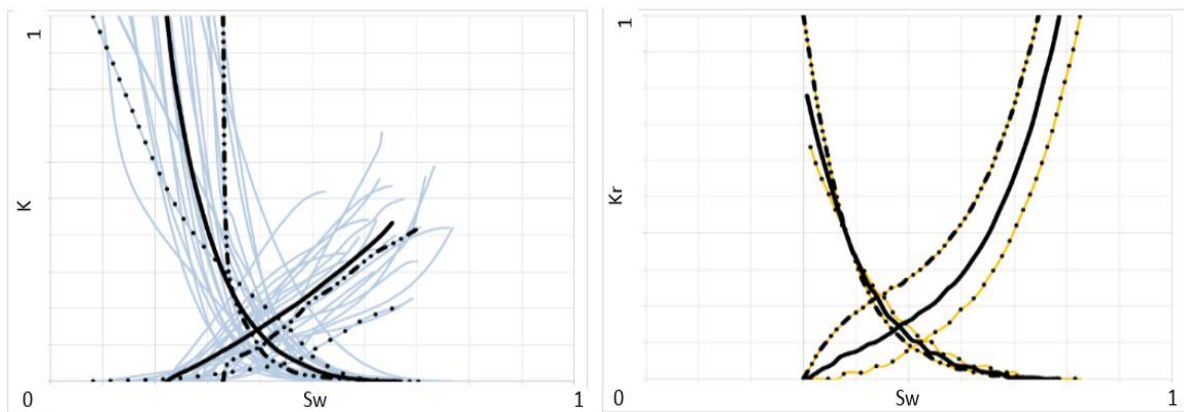


Figura 3.11 – Utilização das curvas relativas a meios porosos com piores e melhores fluxos fracionários como limites de incerteza. Os gráficos apresentam dois agrupamentos de um mesmo rocktyping, um grupo que possui muitas amostras e outro que possui poucas. Como a definição dos intervalos de confiança é afetado pelo número de amostras a apresentação destes extremos é recomendável. Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.5.2.3 Utilizar alguma técnica estatística para determinar as curvas extremas

Utilizando a mesma abordagem para a obtenção da curva média, pode-se obter outras estatísticas da informação como o desvio padrão e, a partir daí, calcular o intervalo de confiança de maneira usual através de funções de distribuição estatísticas como a curva normal ou a distribuição *t-Student* (Student, 1908). A distribuição *t-Student* é mais recomendada para conjunto pequeno de dados pois ela leva em consideração o aumento da incerteza com o número reduzido de informações e tende para a distribuição normal com uma grande quantidade de dados. Além da utilização de técnicas tradicionais para determinação do intervalo de confiança, outras técnicas estatísticas como, por exemplo, *bootstrapping* (DiCiccio & Efron, 1996) também podem ser utilizadas.

O intervalo de confiança pode ser calculado para média estimada da população, μ , de um certo parâmetro,

$$\bar{x} - t(C, m) \frac{\sigma}{\sqrt{m}} \leq \mu \leq \bar{x} + t(C, m) \frac{\sigma}{\sqrt{m}} , \quad (3.15)$$

onde m é o número de amostras do conjunto, t é o limite da distribuição *t-Student* em função do nível de confiança, C ⁷³. \bar{x} e σ são, respectivamente, a média e o desvio padrão da amostra. Também pode ser calculado com relação aos valores pontuais dos indivíduos, x ,

$$\bar{x} - t(C, m)\sigma \leq x \leq \bar{x} + t(C, m)\sigma . \quad (3.16)$$

A média é representada por um intervalo de confiança menor que os valores pontuais pois é um valor mais estável, menos sujeito à *outliers*. Esta diferença entre os limites dos intervalos de confiança da média, mostrado em um exemplo na Figura 3.12, e os relativos ao ponto, na Figura 3.13, ficam claros nos gráficos à esquerda nestas figuras. No caso da aplicação destes resultados ao modelo do reservatório em um determinado cenário (otimista ou conservador), a utilização do intervalo de confiança da média é mais adequada pois, naquele cenário, a curva definida pelo intervalo de confiança será usada em todo o modelo do reservatório para cada grupo determinado.

Ao invés de utilizar apenas uma curva de permeabilidade relativa em todo o modelo do reservatório para um determinado cenário para cada grupo, poder-se-ia determinar curvas aleatoriamente dentro dos limites do intervalo de confiança. Neste caso, o intervalo de confiança do indivíduo é o mais adequado.

Quando a curva é subdividida em diversos pontos, como apresentado para a obtenção da curva média, cada ponto pode ter sua própria média e desvio padrão e também seu intervalo de confiança. O problema em utilizar o intervalo de confiança ponto a ponto é visível quando a quantidade de curvas é pequena e as curvas têm curvaturas distintas que resultam em pontos mais próximos em certas regiões do domínio ou até em cruzamentos. Estes cruzamentos não indicam que em uma determinada saturação a dispersão, isto é a incerteza, é nula, mas o cálculo do desvio padrão resulta nulo e as curvas limítrofes, calculadas a partir do intervalo de

⁷³ Relacionado com o nível de significância estatístico (α) por $C = 1 - \alpha$

confiança são afetadas negativamente por este comportamento, como pode ser observado claramente nos gráficos à direita na Figura 3.12 e na Figura 3.13.

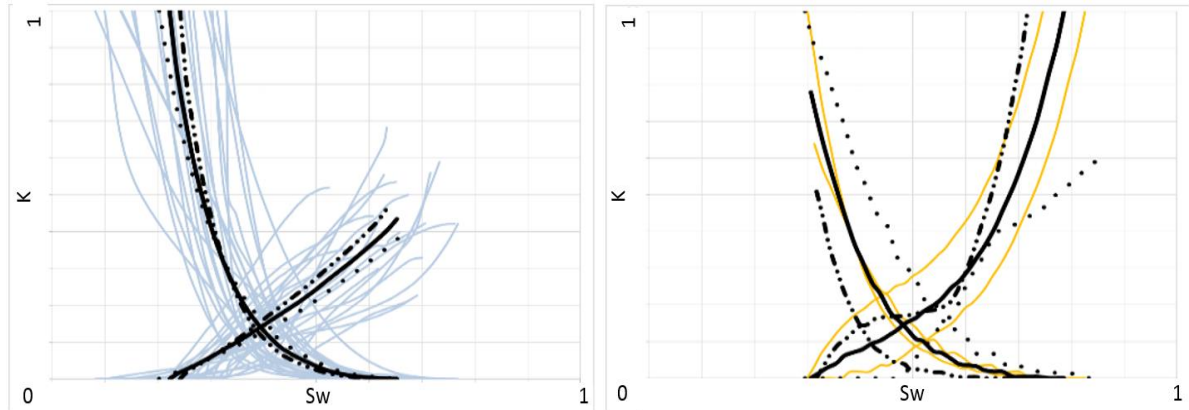


Figura 3.12 – Utilização do intervalo de confiança da média baseado na distribuição *t-Student* com nível de confiança de 0,75, calculado a cada ponto de saturação. No gráfico à direita, o cruzamento das curvas de permeabilidade à água (quando as curvas estão referenciadas pela permeabilidade ao óleo, no gráfico elas estão referenciadas pela permeabilidade à água) resulta na deformação das curvas limítrofes do intervalo de confiança. Fonte: Elaborada pelo autor.

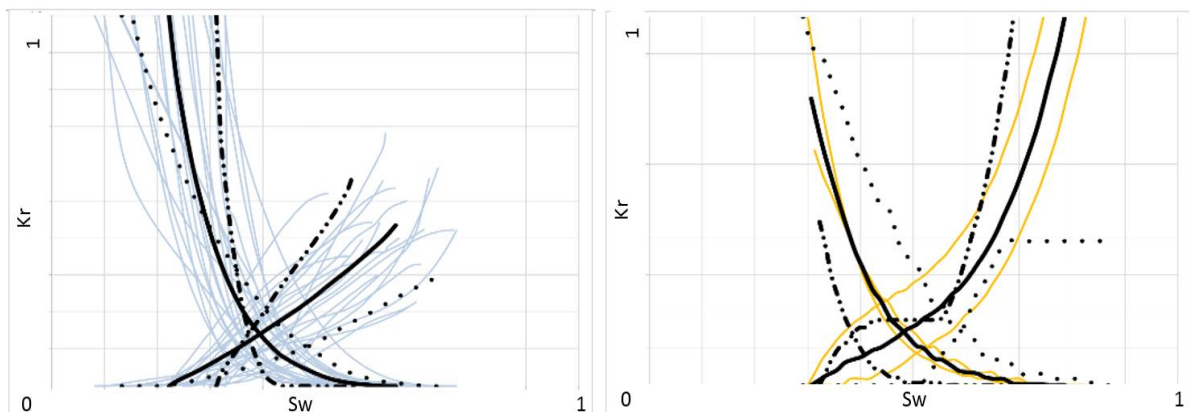


Figura 3.13 – Utilização do intervalo de confiança do ponto baseado na distribuição *t-Student* com nível de confiança de 0,75, calculado a cada ponto de saturação. No gráfico à direita, o cruzamento das curvas de permeabilidade à água (quando as curvas estão referenciadas pela permeabilidade ao óleo, no gráfico elas estão referenciadas pela permeabilidade à água) resulta na deformação das curvas limítrofes do intervalo de confiança. Fonte: Elaborada pelo autor.

É possível evitar este artefato considerando o desvio padrão médio entre os desvios padrão de todas as saturações como sendo o desvio padrão representativo de um certo conjunto de curvas. O cálculo e a aplicação deste desvio padrão médio é ponderado pela permeabilidade efetiva média de cada saturação avaliada. Esta abordagem suaviza as curvas limítrofes, o que é uma vantagem quando as curvas limítrofes estão deformadas de maneira não-usual, mas é uma desvantagem quando a deformação das curvas limítrofes é uma

representação aceitável dos dados. A comparação do comportamento apresentado no lado direito da Figura 3.14 quando comprado com o apresentado na Figura 3.13 e na Figura 3.12 pode deixar mais clara a observação: Na Figura 3.14 percebe-se um comportamento mais natural das curvas, mas, por outro lado, também percebe-se a perda da informação trazida por uma das amostras quanto ao crescimento rápido da permeabilidade à água com o aumento da saturação de água próximo ao S_{wi} . Além disso, a curva pessimista (traço-ponto) da permeabilidade à água, no gráfico do lado direito desta figura, deixa de considerar como incerteza uma região importante de permeabilidades próximas ao S_{wi} . Este comportamento de avaliação de incerteza (que não considera todas as permeabilidades mensuradas em laboratório) é aceitável devido às considerações estatísticas do intervalo de confiança, no entanto isto não é esperado em conjuntos com pouquíssimos dados.

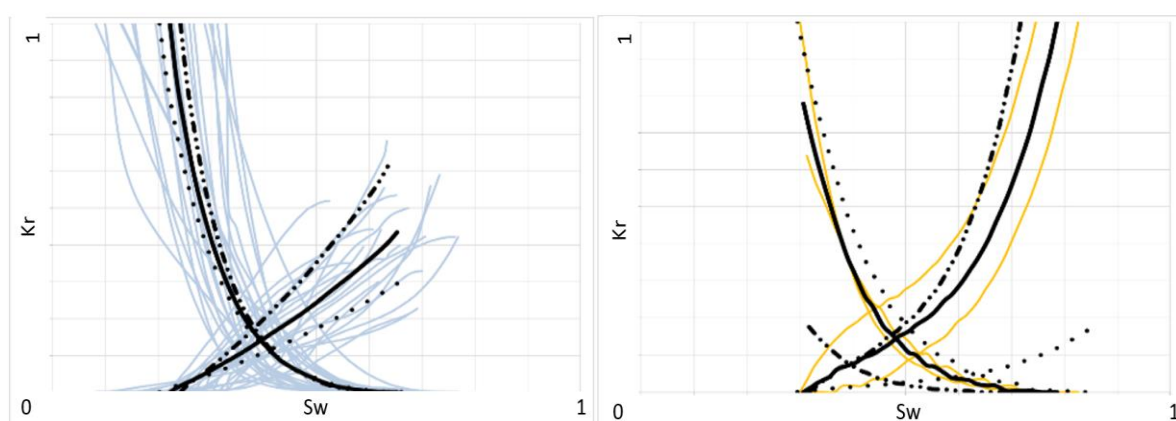


Figura 3.14 – Utilização do intervalo de confiança da média baseado na distribuição *t-Student* com nível de confiança de 0,75, calculado em função da média dos desvios padrão de todos os pontos de saturação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.6 Regras de Aplicação ao modelo geológico

Os resultados do método de *rocktyping* são a determinação de grupos de rochas com propriedades semelhantes e a definição de propriedades associadas a estes grupos, de tal forma que qualquer rocha cujas características determinem que ela é parte de um certo grupo é associada as mesmas propriedades que foram definidas para este grupo.

Esta seção aborda o problema da determinação das relações de pertinência entre meios porosos não avaliados no processo de agrupamento⁷⁴ e os grupos gerados.

3.3.6.1 Agrupamento em espaço unidimensional

Em um espaço unidimensional a definição de limites para os grupos e, portanto, a definição das relações de pertinência é trivial. Caso um meio poroso tenha o valor de uma propriedade dentro dos limites definidos por dois valores no \mathbb{R}^1 , ela é parte de um determinado grupo.

O espaço unidimensional onde serão definidos os limites dos grupos pode ter como base um único parâmetro do modelo do reservatório (na Figura 3.15 simbolizado por $x = p_1$) como por exemplo a porosidade, ou pode ter como base uma função de imagem escalar (na Figura 3.15 simbolizado por $x = f(p_1, p_2, p_3, p_4, etc)$) como por exemplo o FZI, um escalar função da porosidade e da permeabilidade absoluta.

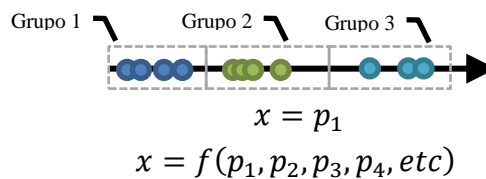


Figura 3.15 – Esquema de exemplo da avaliação de grupos em relação a um parâmetro escalar ou em relação a uma função de imagem escalar. Fonte: Elaborada pelo autor.

Em espaços de maior dimensão, inclusive no \mathbb{R}^2 , a determinação dos limites entre grupos deixa de ser trivial, pois demanda a descrição de superfícies cujos equacionamentos são complexos ou inviáveis.

3.3.6.2 Agrupamento a partir de parâmetros otimizados de relações funcionais $\mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$

Outra possibilidade de definição dos grupos que evitaria em grande parte o trabalho de determinação do grupo de um ponto/amostra do reservatório seria a utilização de um espaço

⁷⁴ Durante o processo de definição dos *rocktypes* alguns meios porosos foram utilizados para a própria definição do *rocktyping*. Estes têm sua pertinência avaliada durante o próprio processo de agrupamento.

unidimensional de parâmetros de agrupamento que seriam atribuídos ao problema exclusivamente através de uma relação funcional de $\mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, cujos parâmetros deste funcional seriam os objetos da otimização. Isto é, os parâmetros petrofísicos de entrada (parâmetros de agrupamento) seriam relacionados através de uma equação com resultado escalar com parâmetros otimizados. Utilizando a metodologia desta maneira é simples definir limites para os grupos, pois estes limites seriam escalares.

A Figura 3.16 mostra um esquema de exemplo desta possibilidade. A , B e C indicariam os parâmetros da equação otimizados, enquanto p_1, p_2, p_3, p_4 representariam os parâmetros presentes no modelo geológico. Um possível exemplo da situação seria a utilização de um RQI modificado, onde ao invés de utilizar uma raiz quadrática, como mostrado na equação (2.3), poderia se permitir ao processo de otimização a definição de uma $\sqrt[A]{\quad}$ que resultasse em melhores agrupamentos que a raiz quadrática do RQI original.

Esta abordagem é um caso especial da metodologia genérica proposta neste trabalho. Ela limita a flexibilidade da obtenção de grupos de menor dispersão (pois os parâmetros estariam sujeitos a uma equação escalar parametrizada), mas permite a adoção simplificada ao modelo geológico.

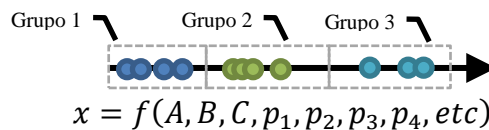


Figura 3.16 – Esquema de exemplo da avaliação de grupos em relação a uma função de imagem escalar cujos parâmetros foram otimizados. Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.6.3 Avaliação de resultados de otimização em espaço n -dimensional em relação a funcionais $\mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ ou espaços unidimensionais

Ao invés de buscar um agrupamento em espaço unidimensional diretamente, poderia se realizar o agrupamento em um espaço n -dimensional (onde $n \geq 3$) e, em seguida, avaliar o resultado do agrupamento em um espaço unidimensional ou bidimensional verificando a possibilidade de correlações unidimensionais razoáveis neste espaço de menor dimensão para a definição dos limites dos agrupamentos.

A Figura 3.17 mostra o resultado de uma classificação que buscou boas correlações de permeabilidade relativa (isto é, um *rocktyping* dinâmico), não somente do parâmetro FZI .

Apesar disso, observando os pontos percebe-se que o FZI não é um parâmetro tão ruim para definir os limites do agrupamento, se mostrando razoavelmente⁷⁵ adequado.

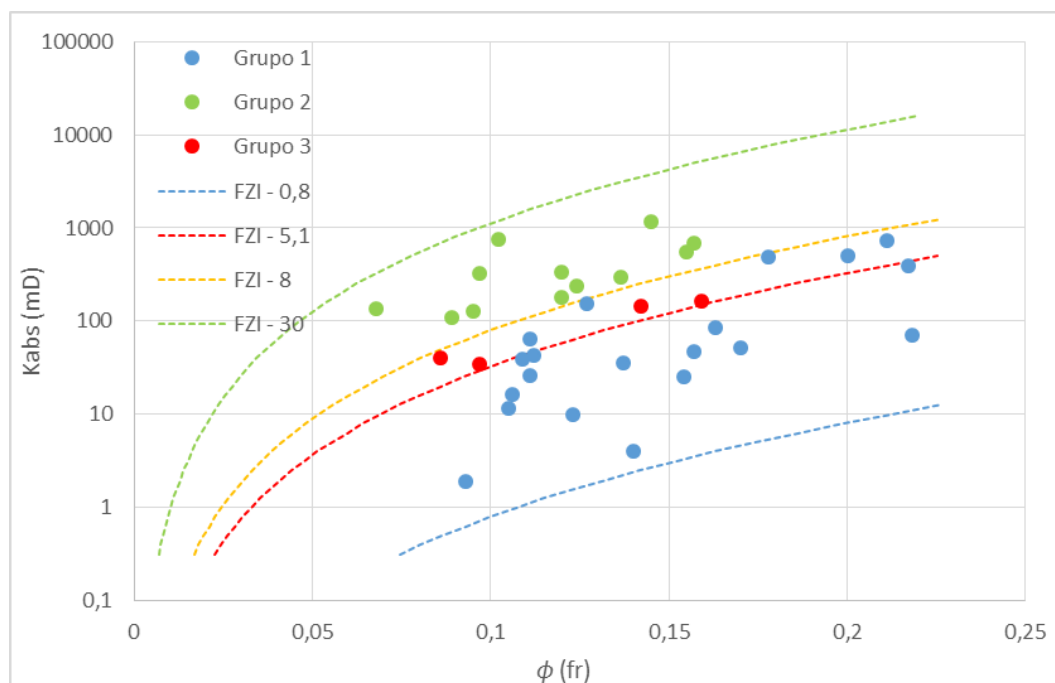


Figura 3.17 – Correlações FZI para os rocktypes (RT) da 445ª avaliação de agrupamentos realizada pelo programa⁷⁶. Fonte: Elaborada pelo autor.

A utilização do FZI diretamente no processo de agrupamento poderia ser mais adequado, mas a avaliação do agrupamento em espaços de maior dimensão pode indicar que o FZI não é um bom parâmetro de agrupamento para a minimização da dispersão da propriedade derivada.

Nem sempre é possível conseguir boas correlações, principalmente quando há poucas análises disponíveis para a caracterização de um determinado RT. A Figura 3.18 mostra correlações entre k_{abs} e porosidade para avaliar o resultado do agrupamento com relação ao resultado de técnicas tradicionais, que geralmente usam correlações no espaço k_{abs} - Φ . É possível perceber alguma correlação de dois grupos, mas o terceiro, com poucas amostras, não tem uma correlação coerente com as demais neste espaço. Neste caso, diferente do caso

⁷⁵ Alguns pontos considerados pelo processo de agrupamento como Grupo 1, seriam considerados como Grupo 3 pelos limites atribuídos em função do FZI.

⁷⁶ O programa utilizado para determinar os melhores agrupamentos resultou em mais de 7000 possibilidades. Cada resultado foi numerado sequencialmente.

apresentado na Figura 3.17 não é possível utilizar correlações k_{abs} - Φ diretamente para a atribuição dos *rocktypes* às células do modelo do reservatório.

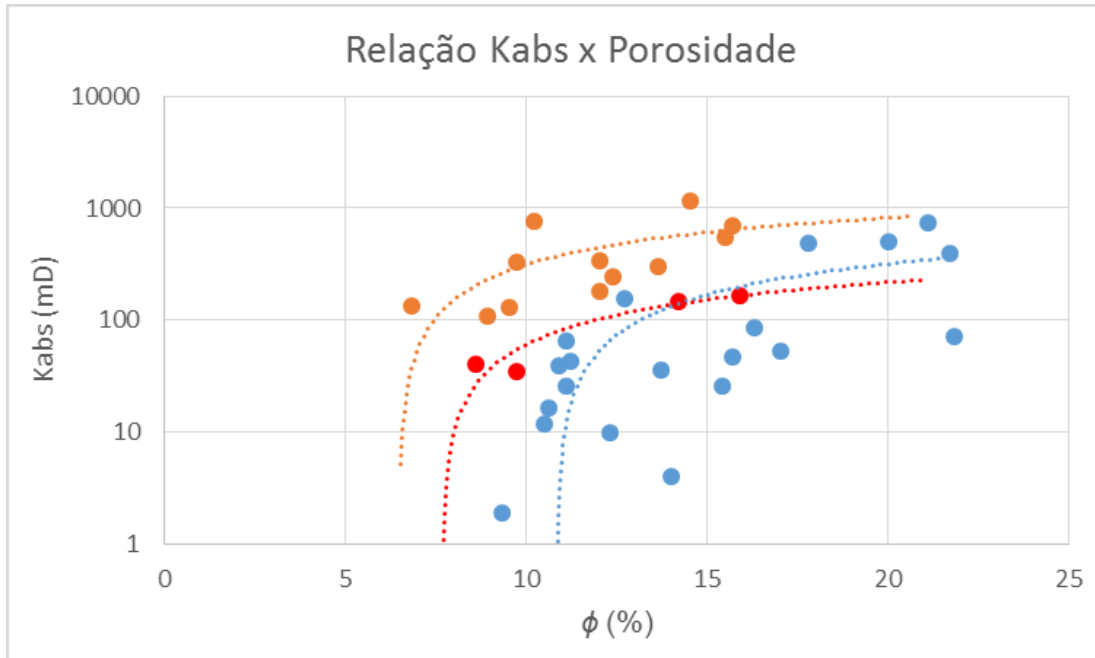


Figura 3.18 – Correlações k_{abs} - Φ para os *rocktypes* (RT) da avaliação 425⁷⁷. As linhas representam as regressões lineares do conjunto de dados de cada grupo. Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.6.4 Definição das fronteiras e regiões em espaço n -dimensional

Uma possibilidade poderia ser a determinação de limites (superfícies no espaço n -dimensional de parâmetros de agrupamento) para os grupos, como exemplificado na Figura 3.19. Nesta figura é apresentada, de forma simplificada, a criação de uma malha de Voronoi construída por triangulação de Delaunay (de Berg, et al., 2008) a partir dos centroides dos grupos criados. A vantagem da determinação de limites é que se torna desnecessário aplicar o método de agrupamento para determinação do grupo da amostra ou região do reservatório. No entanto, nem a determinação nem a aplicação de superfícies-limite de “ k ” grupos no espaço n -dimensional de parâmetros é trivial. A determinação da posição de um ponto dentro da malha de grupos pode ser tão ou mais custosa que a utilização do método de agrupamento para a avaliação de uma amostra ou ponto específico.

⁷⁷ O programa utilizado para determinar os melhores agrupamentos resultou em mais de 7000 possibilidades. Cada resultado foi numerado sequencialmente.

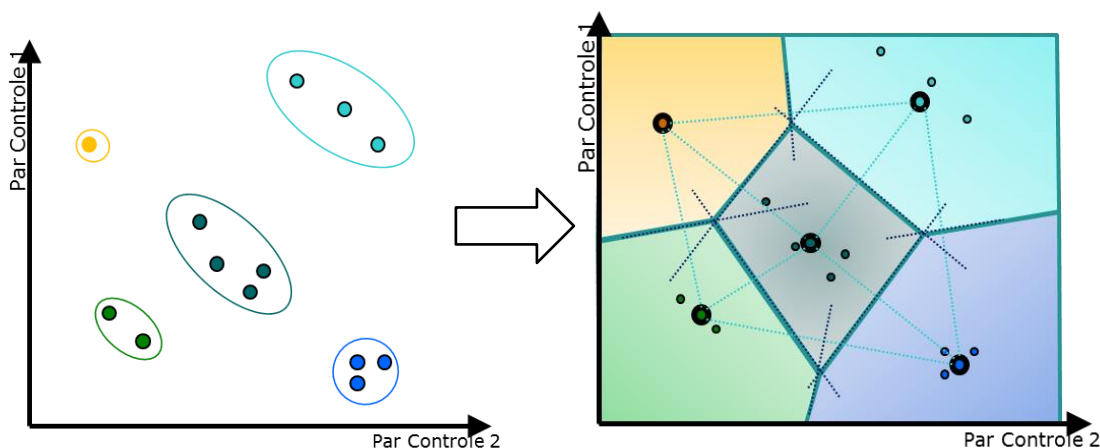


Figura 3.19 – Malha de Voronoi construída por Triangulação de Delaunay dos centroides dos grupos em um exemplo em um espaço bidimensional de parâmetros de agrupamento. *Exemplo de definição de região de controle dos grupos.* Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.6.5 *Aplicação da avaliação de pertinência da própria técnica de agrupamento utilizada para determinação da pertinência das células do modelo aos grupos*

Ao final do processo de otimização, estarão definidas as classes, os parâmetros de agrupamento, seus pesos na definição do espaço, e opcionalmente, suas relações funcionais. A determinação do grupo a que pertence uma nova amostra ou ponto do reservatório poderia ser realizada utilizando o método de agrupamento⁷⁸ (sem realizar a otimização) com todos os dados presentes no espaço de agrupamento ou apenas um conjunto de controle definido (poderiam ser apenas os centroides dos grupos gerados, dependendo do método de agrupamento e da métrica de similaridade definidas), como exemplificado na Figura 3.20. Neste momento, a adição de uma amostra poderia alterar o agrupamento de alguma amostra com agrupamento já definido anteriormente. Para que isso não ocorra o método de agrupamento deveria ser adaptado para apenas avaliar o novo ponto em relação aos grupos já gerados, sem reavaliar os agrupamentos.

Esta abordagem é adequada à aplicação do resultado do agrupamento ao modelo do reservatório, sendo necessário apenas que as propriedades do modelo do reservatório utilizadas para gerar os agrupamentos, isto é, as propriedades que geram o espaço de agrupamento, sejam avaliadas pela mesma técnica de agrupamento utilizada na definição do *rocktyping* para determinar a que *rocktype* cada célula do modelo do reservatório pertence.

⁷⁸ Não todo o escopo do método de agrupamento, mas apenas as definições de pertinência do método, sendo comum como regra de pertinência, a menor distância ao grupo.

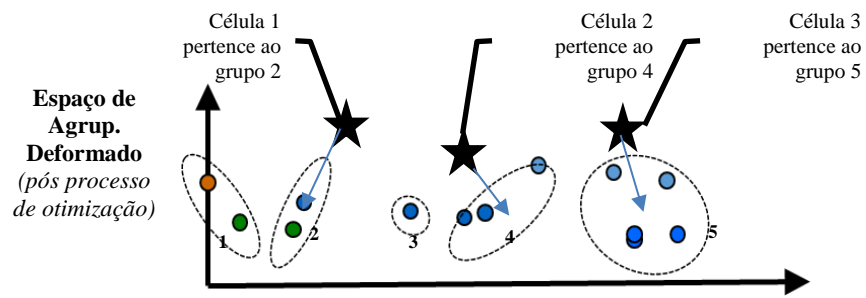


Figura 3.20 – Definição de pertinência das células aos grupos (rocktypes). Cada célula (representada pela estrela) tem a sua pertinência avaliada pela mesma técnica de agrupamento utilizada originalmente para a determinação dos grupos. No exemplo da figura, pela mínima distância ao centroide do grupo. Fonte: Elaborada pelo autor.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

4.1 VERIFICAÇÃO

Com intuito de avaliação prévia à utilização desta técnica em dados reais, foi criado um conjunto de curvas de permeabilidade relativa sintéticas divididas em quatro grupos. As relações petrofísicas entre as propriedades básicas e as curvas de permeabilidade relativa seguem padrões empíricos usuais, mas a técnica é cega a este embasamento, isto é, para a avaliação da técnica, poderiam ter sido utilizadas correlações sem qualquer embasamento. A técnica poderia ser considerada adequada se conseguisse “reconhecer” estas correlações. Um aspecto importante para a avaliação da técnica é que foi introduzida certa variabilidade das curvas de permeabilidade relativa nos grupos, mas dentro de cada grupo sintético as curvas de permeabilidade relativa são mantidas razoavelmente próximas, comparando-as com as curvas de outros grupos. Avaliando a “proximidade” entre as curvas de permeabilidade relativa, a técnica de agrupamento deverá ser capaz de identificar os grupos idealizados sinteticamente.

Para obter curvas de permeabilidade relativa e amostras sintéticas foram utilizadas as curvas parametrizadas de permeabilidade relativa de Corey para água e para o óleo:

$$k_{rw} = k_{rw}@S_{or} \cdot \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{n_w} ; \quad (4.1)$$

$$k_{ro} = k_{ro}@S_{wi} \cdot \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_o} , \quad (4.2)$$

que são versões específicas da equação genérica (3.5).

As correlações empíricas entre estas curvas e outros parâmetros geológicos e petrofísicos são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Relação entre as curvas de permeabilidade relativa e os parâmetros petrofísicos e geológicos.

Parâmetro	Função de
k_{rw}	S_{or} ; Amott-Harvey
k_{ro}	S_{wi} ; Amott-Harvey
n_o	Amott-Harvey; FZI
n_w	Amott-Harvey; Litofácies
S_{or}	k_{abs}
S_{wi}	k_{abs} ; Litofácies
FZI	*
Amott-Harvey	S_{wi}
Litofácies	*
k_{abs}	*
Porosidade	FZI; k_{abs}

* Propriedade primária (semente) para a geração dos grupos sintéticos: não depende de outras propriedades.

Quatro grupos foram definidos, cada um com um conjunto de parâmetros. Estes parâmetros são definidos a partir de funções de correlações, apresentadas na Tabela 4.1, cujas sementes (parâmetros independentes) foram o *FZI*, a litofácies e a permeabilidade absoluta (k_{abs}). Os valores destas sementes foram escolhidos de forma a gerar grupos razoavelmente distintos, para que estes pudessem ser considerados grupos coerentes, mas não suficientemente distintos para que o trabalho de agrupamento fosse trivial para todas as técnicas. As curvas foram geradas usando os parâmetros aleatoriamente obtidos de uma distribuição normal, com média para cada grupo apresentada na Tabela 4.2 e desvio padrão de 10% desta média. Este nível de “ruído” em relação à distância entre as propriedades primárias, permite que haja alguma interseção entre os grupos gerados, dificultando o trabalho de agrupamento e permitindo às técnicas apresentar as suas especificidades nos resultados.

Tabela 4.2 – Valores médios das propriedades de cada grupo sintético.

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
k_{rw} (fração)	0,038	0,104	0,223	0,362
k_{ro} (fração)	0,654	0,605	0,506	0,387
n_o	1,63	1,83	2,23	2,53
n_w	1,52	1,62	1,71	1,80
S_{or} (fração)	0,254	0,293	0,331	0,358
S_{wi} (fração)	0,298	0,278	0,239	0,192
k_{abs} (mD)	1	10	100	500
Porosidade (fração)	0,093	0,096	0,116	0,152
FZI	1	3	7	10
Amott-Harvey	-0,268	-0,281	-0,309	-0,342
Litofácies	1	2	3	4

O primeiro passo foi a definição aleatória do grupo a que cada amostra pertencia. Isto também resultou em um número aleatório de elementos por grupo. A partir do grupo definido por amostra, os valores apresentados na Tabela 4.2 são utilizados como o valor médio de uma função de distribuição normal para a definição dos parâmetros das curvas. O resultado desta determinação aleatória de propriedades das amostras resultou no quadro apresentado na Tabela 4.3. Nesta tabela o único valor não gerado diretamente de forma aleatória, mas calculado em função dos outros valores da tabela (k_{abs} e Porosidade) é o *FZI*.

Tabela 4.3 – Lista de propriedades das amostras sintéticas.

Amostra	Grupo Original	k_{abs} (mD)	Porosidade (fração)	Litofácies	FZI	S_{wi} (fração)	S_{or} (fração)	$k_{rw@S_{or}}$ (fração)	$k_{ro@S_{wi}}$ (fração)	n_o	n_w	Amott-Harvey						
													Disp.	Disp.	Disp.	Disp.	Disp.	Disp.
													Agrup.*	Agrup.*	Agrup.*	Agrup.**	Agrup.*	
1	1	0,483	0,089	1	0,746	0,331	0,279	0,040	0,640	1,637	1,445	-0,304						
2	4	1194,651	0,144	4	17,086	0,163	0,325	0,309	0,428	2,641	1,985	-0,635						
3	1	0,446	0,093	1	0,674	0,327	0,323	0,040	0,612	1,718	1,474	-0,215						
4	4	661,380	0,159	4	10,734	0,169	0,351	0,377	0,415	2,371	1,958	-0,472						
5	4	1208,488	0,155	4	15,185	0,203	0,371	0,304	0,361	2,824	2,097	-0,104						
6	4	1716,861	0,123	4	26,588	0,219	0,257	0,386	0,378	2,782	1,499	-0,626						
7	2	5,832	0,100	2	2,171	0,306	0,314	0,110	0,676	1,753	1,725	-0,207						
8	2	24,160	0,111	2	3,701	0,334	0,301	0,118	0,785	2,047	1,284	-0,234						
9	1	0,480	0,091	1	0,720	0,268	0,240	0,044	0,563	1,409	1,589	-0,256						
10	3	81,237	0,132	3	5,139	0,229	0,328	0,187	0,518	1,912	1,643	-0,533						
11	3	83,117	0,107	3	7,249	0,242	0,355	0,213	0,462	2,307	1,778	-0,442						
12	3	81,164	0,135	3	4,941	0,224	0,337	0,240	0,539	2,273	1,245	0,093						
13	1	0,533	0,096	1	0,692	0,339	0,242	0,039	0,589	1,930	1,465	-0,469						
14	2	18,271	0,102	2	3,680	0,285	0,296	0,126	0,590	1,737	1,788	-0,194						
15	4	313,759	0,172	3	6,425	0,196	0,344	0,397	0,447	2,864	1,798	-0,321						
16	4	443,897	0,184	4	6,850	0,202	0,391	0,314	0,417	2,573	1,778	-0,413						
17	3	110,841	0,103	3	8,906	0,201	0,305	0,213	0,595	2,093	1,730	-0,394						
18	3	86,894	0,140	3	4,792	0,276	0,360	0,210	0,518	2,208	1,674	-0,393						
19	3	123,893	0,120	3	7,371	0,280	0,356	0,227	0,452	2,534	1,483	-0,296						
20	3	64,621	0,107	3	6,456	0,221	0,367	0,234	0,480	2,154	1,466	-0,207						
21	1	1,490	0,086	1	1,382	0,294	0,242	0,033	0,756	1,334	1,386	-0,322						
22	4	1055,164	0,159	4	13,562	0,173	0,322	0,353	0,387	2,381	1,977	-0,322						
23	3	58,285	0,124	3	4,778	0,226	0,331	0,235	0,490	2,036	1,989	-0,329						
24	3	35,677	0,123	3	3,803	0,231	0,278	0,216	0,554	2,268	1,655	0,015						

* Parâmetros de agrupamento utilizados pela técnica UPGMA com e sem otimização

** Parâmetro de agrupamento utilizado pela técnica FZI

As curvas de permeabilidades relativas geradas a partir dos dados sintéticos apresentados na Tabela 4.3 estão mostradas na Figura 4.1.

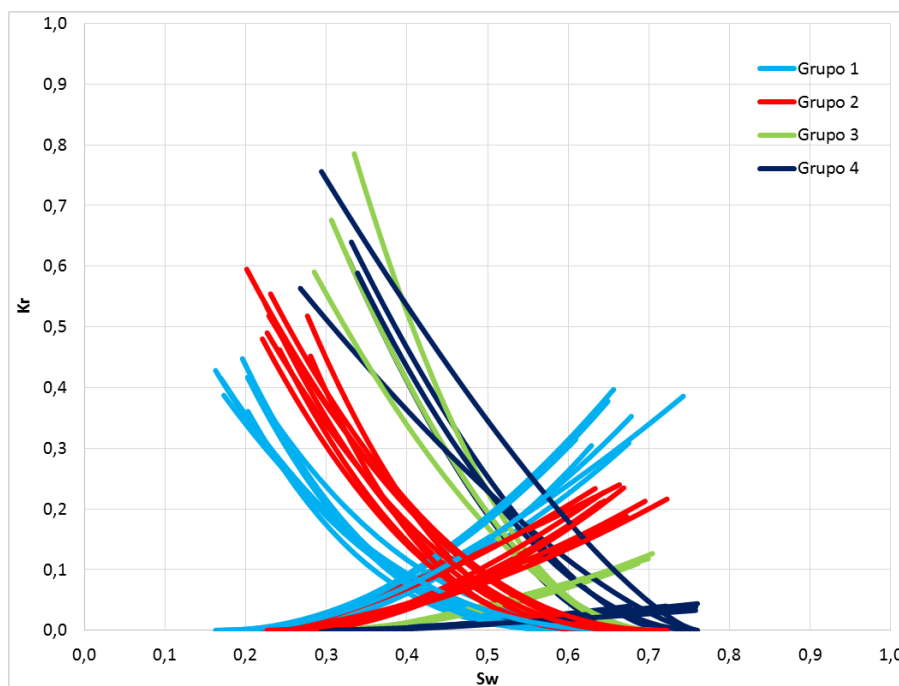


Figura 4.1 – Curvas de permeabilidade relativa geradas aleatoriamente a partir de correlações com dados petrofísicos. Fonte: Elaborada pelo autor.

Três técnicas de determinação de classes de rocha foram aplicadas aos dados gerados sinteticamente:

- a) a divisão por faixas de *FZI*, cujos limites foram determinados com uma técnica de agrupamento cuja função objetivo era reduzir a dispersão no espaço de agrupamento⁷⁹;
- b) a aplicação da técnica de agrupamento hierárquico com critério de ligação UPGMA (detalhado na seção 2.2.1) baseado em um espaço de agrupamento sem deformação formado pelas propriedades: S_{wi} , litofácies, permeabilidade absoluta e porosidade;
- c) a aplicação da técnica de agrupamento hierárquico com critério de ligação UPGMA baseado em um espaço de agrupamento, deformado pelo processo de otimização, formado pelas propriedades: S_{wi} , litofácies, permeabilidade absoluta e porosidade.

O resultado da aplicação destas técnicas pode ser observado na Figura 4.2, na Figura 4.3 e na Tabela 4.4. Alguns aspectos relativos aos resultados apresentados merecem consideração especial, discutidos na sequência do texto.

O índice *FZI* foi usado na determinação dos grupos (na curvatura da curva de permeabilidade ao óleo, n_o , e na porosidade da amostra fictícia), mas o método *FZI* não foi

⁷⁹ A aplicação de uma técnica de agrupamento para definição dos limites já é um refinamento da técnica de definição de classes quando comparada com a identificação visual dos limites de agrupamento.

capaz de definir tão bem os grupos quanto o método UPGMA sem otimização, que apresentou o melhor resultado quantitativo entre os três métodos. Este resultado pode ser explicado pois, como as curvas de permeabilidade relativa foram definidas não apenas em função do *FZI*, como é também o caso de curvas reais, o agrupamento utilizando *FZI* não foi capaz de capturar o impacto das outras variáveis sobre a curva. O agrupamento UPGMA sem otimização possuía mais informações relativas aos parâmetros utilizados para gerar as curvas, assim, ao minimizar a dispersão no Espaço de Agrupamento resultou em dispersões menores no Espaço de Dispersão também.

Além do *FZI* não incorporar todos os parâmetros que impactam na curva, ele, e também o UPGMA sem otimização, sofrem com a aleatoriedade e com o desvio padrão impostos às correlações entre os parâmetros petrofísicos e a forma da curva. Como a otimização objetiva a minimização da dispersão das curvas de permeabilidade relativa, a aleatoriedade e o desvio padrão dos parâmetros podem ser compensados por esta técnica.

A definição do agrupamento com otimização utilizando penalidade mais alta ($a = 0,8$) evitou os grupos unitários mas resultou em dispersões maiores que os apresentados por outros métodos, quando utilizando penalidade baixa ($a = 0,3$) o método com otimização resultou nos mesmos agrupamentos do UPGMA sem otimização. Quando executado sem penalidade o método com otimização resultou em menores dispersões que todos os outros métodos, porém com dois grupos unitários sem sentido físico.

Tabela 4.4 – Estatística dos métodos aplicados aos dados sintetizados.

Tempo de execução ⁸⁰	Agrup. Original	FZI (Através de Agrupamento UPGMA)		Agrupamento UPGMA <u>sem</u> otimização		Agrupamento UPGMA <u>com</u> otimização e penalização ($\alpha=0,8$)	
		0,0313s		0,0469s		aprox. 11s ⁸¹	
	Qtd	Qtd	Dispersão*	Qtd	Dispersão*	Qtd	Dispersão*
Grupo 1	7	3	0,836	6	0,994	7	1,387
Grupo 2	9	7	1,464	9	1,280	9	1,280
Grupo 3	3	13	1,896	8	1,425	6	1,268
Grupo 4	5	1	0,000	1	0,000	2	0,982
Dispersão Média*		1,049		0,925		1,230	
Dunn Index**		0,913		1,650		1,271	
Davies-Bouldin index*		1,127		0,828		1,257	

* Quanto menor melhor; ** Quanto maior melhor;

Apesar do *FZI* ter apresentado melhores índices de dispersão que o UPGMA com otimização, uma observação da Figura 4.2 e da Figura 4.3 leva a inferir que os grupos formados pelo *FZI* são mais dispersos que os formados pelo método de otimização. Esta contradição entre os índices de dispersão (avaliação quantitativa) e a avaliação qualitativa é resultado da dispersão nula do grupo unitário, que foi evitado pelo processo de otimização em função da penalização.

O índice de Amott-Harvey foi utilizado para gerar as curvas de permeabilidade relativa, mas não foi utilizado pelo método de agrupamento UPGMA com e sem otimização pois este parâmetro geralmente não está disponível no modelo geológico. Além disso, a ausência deste parâmetro no Espaço de Agrupamento permite avaliar em certa medida a robustez dos métodos de agrupamento.

⁸⁰ Relativos a *hardware/software* especificados no Apêndice E

⁸¹ O processo de otimização varia a cada tentativa. Para avaliação do tempo o algoritmo foi executado cinco vezes, com menor tempo de execução de 10,77s e maior tempo de execução de 11,19s. Os parâmetros utilizados no S.A. foram: temperatura inicial (T_0) = 1000; temp. mínima = 0,1; coeficiente de resfriamento (α) = 0,9.

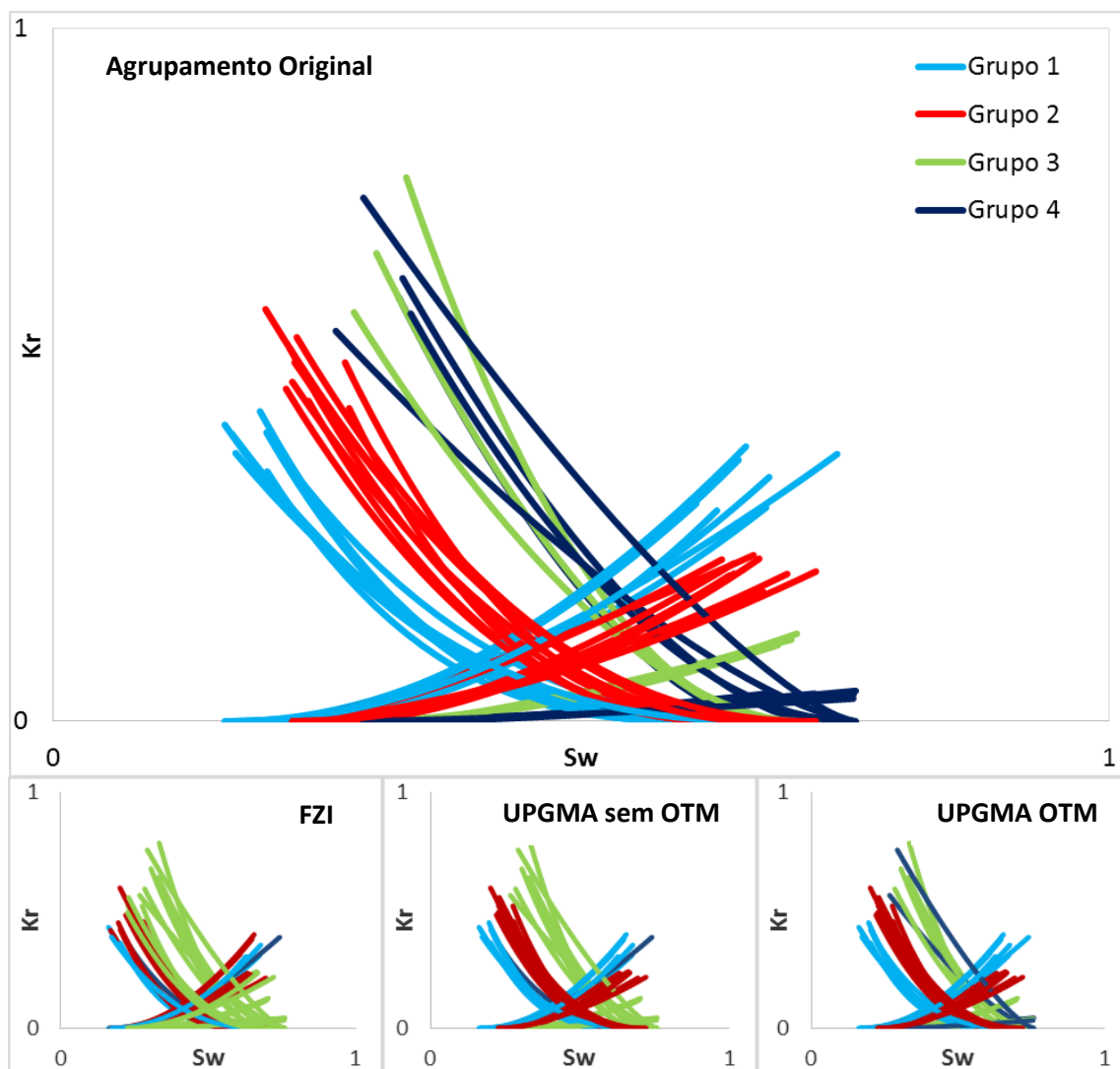


Figura 4.2 – Comparação dos grupos definidos no conjunto de dados sintetizados pelo método *FZI* (inferior, esquerda), Agrupamento UPGMA sem otimização (inferior, centro) e Agrupamento UPGMA com otimização (inferior, direita) com os grupos gerados originalmente (gráfico superior). Fonte: Elaborada pelo autor.

A comparação dos agrupamentos obtidos pelas três técnicas com o agrupamento sintético original mostra a melhor correlação pós-otimização que as duas outras técnicas. É possível verificar que o agrupamento com otimização reconheceu a existência de duas curvas distintas das demais e as agrupou coerentemente (grupo 4, UPGMA OTM) apesar destas curvas possuírem parâmetros de agrupamentos não tão distintos, pois as mesmas foram mantidas em um mesmo agrupamento pelas outras técnicas (grupo 3, FZI e UPGMA sem OTM). Além de reconhecer a existência de curvas distintas com parâmetros não muito distantes, a técnica com otimização foi capaz de interpretar como parte de um agrupamento maior uma curva que estava sendo considerada em um agrupamento unitário pelas demais

técnicas (grupo 4, FZI e UPGMA sem OTM). Por outro lado, duas curvas faziam parte do grupo 4 no agrupamento original não foram adequadamente caracterizadas nem pelas técnicas tradicionais (pois possuíam parâmetros de agrupamento não coerentes com estes grupos) nem pela técnica com otimização (pois possuíam curvas com características que a correlacionam melhor com outro grupo). Porém, isto não desabona o resultado da técnica com otimização, pois para a simulação, grupos cujas características resultem em curvas mais semelhantes são sempre mais adequados, desde que, é claro, tenham repetibilidade estatística. Considerando uma escolha adequada dos parâmetros de dispersão em relação ao escoamento no reservatório, a menor dispersão das curvas de cada grupo resulta em menor incerteza na aplicação das curvas em cada célula do modelo do reservatório. O impacto desta redução da dispersão na redução de incerteza evidentemente depende do próprio impacto da permeabilidade relativa sobre o escoamento no reservatório, como poderá ser observado mais adiante quando forem apresentados os resultados de simulação em modelos de reservatórios com os grupos gerados com dados reais.

Na Figura 4.3 são apresentados os resultados dos agrupamentos em relação a cada um dos grupos. Também são apresentados nesta figura, em curvas pretas, os intervalos de confiança da média de cada um dos grupos. A curva representativa (calculada pela média neste trabalho) possui linha contínua, a curva otimista, linha pontilhada e a curva pessimista, linha traço-ponto. Os grupos unitários, gerados pelas técnicas de agrupamento UPGMA sem otimização, utilizando apenas FZI ou o espaço n -dimensional descrito na Tabela 4.3, não possuem intervalos de confiança estimados pois o desvio padrão não tem como ser avaliado.

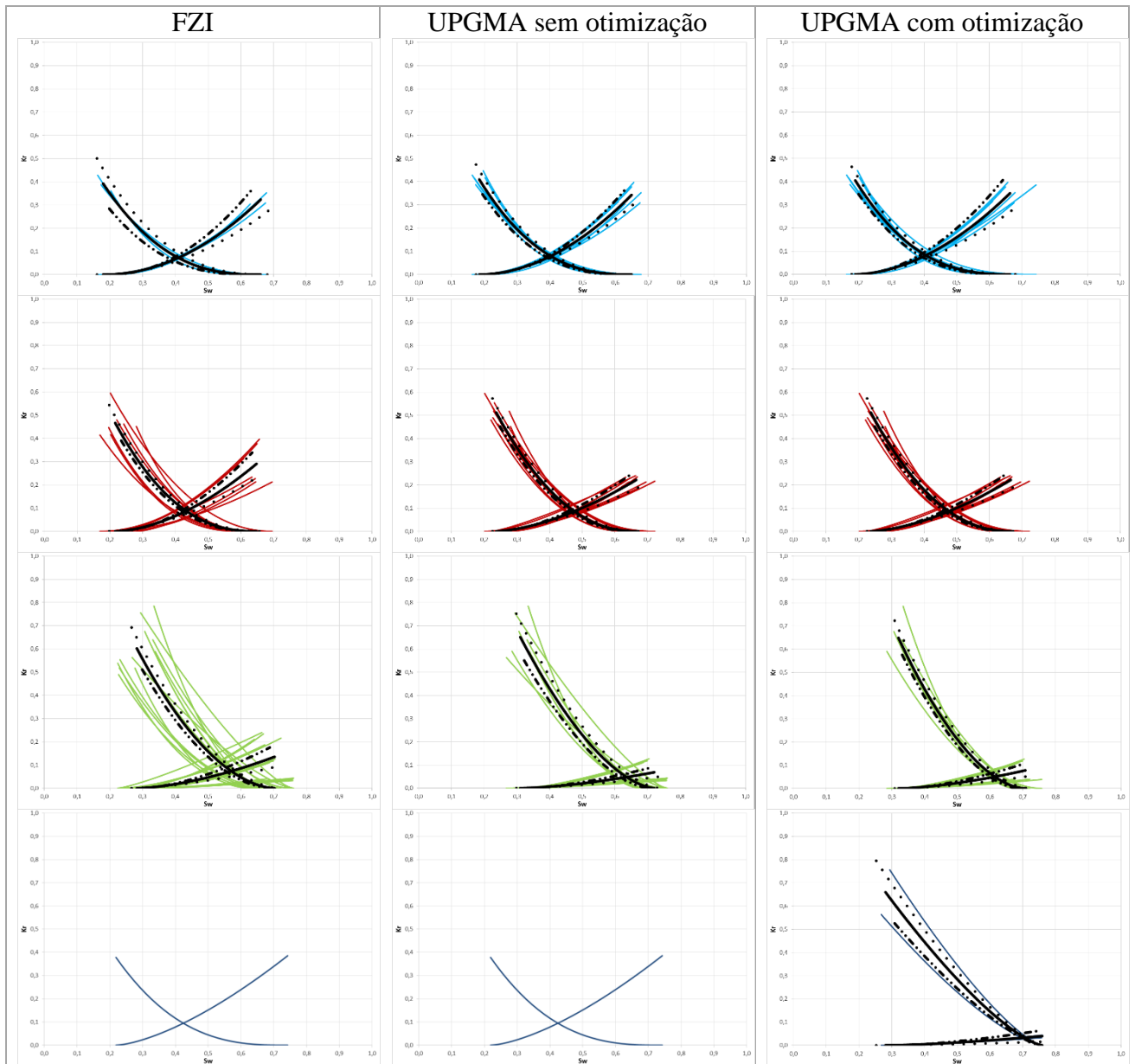


Figura 4.3 – Grupos definidos no conjunto de dados sintetizados pelo método FZI (esquerda), Agrupamento UPGMA sem otimização (centro) e Agrupamento UPGMA com otimização (direita) – Gráficos individuais. Grupo 1: Primeira linha, Grupo 2: Segunda linha, Grupo 3: Terceira linha, Grupo 4: Quarta linha. As curvas pretas indicam os cenários limítrofes: curva média (preta contínua); otimista (pontilhada) e pessimista (traço-ponto). Os grupos unitários não têm avaliação do intervalo de confiança.
 Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2 AVALIAÇÃO DE UM CONJUNTO REAL DE DADOS

Um conjunto de curvas de permeabilidade relativa oriundas de reservatórios carbonáticos de petróleo obtidas em testes laboratoriais em condições semelhantes às do reservatório foi selecionado para que a metodologia proposta pudesse ser testada para a determinação de agrupamentos em função das características das amostras relacionadas às curvas.

Os dados utilizados são apresentados na Tabela A. no Apêndice A. Os resultados com os pesos aplicados aos parâmetros para o agrupamento sem otimização, com otimização livre e com otimização com penalização são apresentados na Tabela 4.5, na Figura 4.5 e na Figura 4.6.

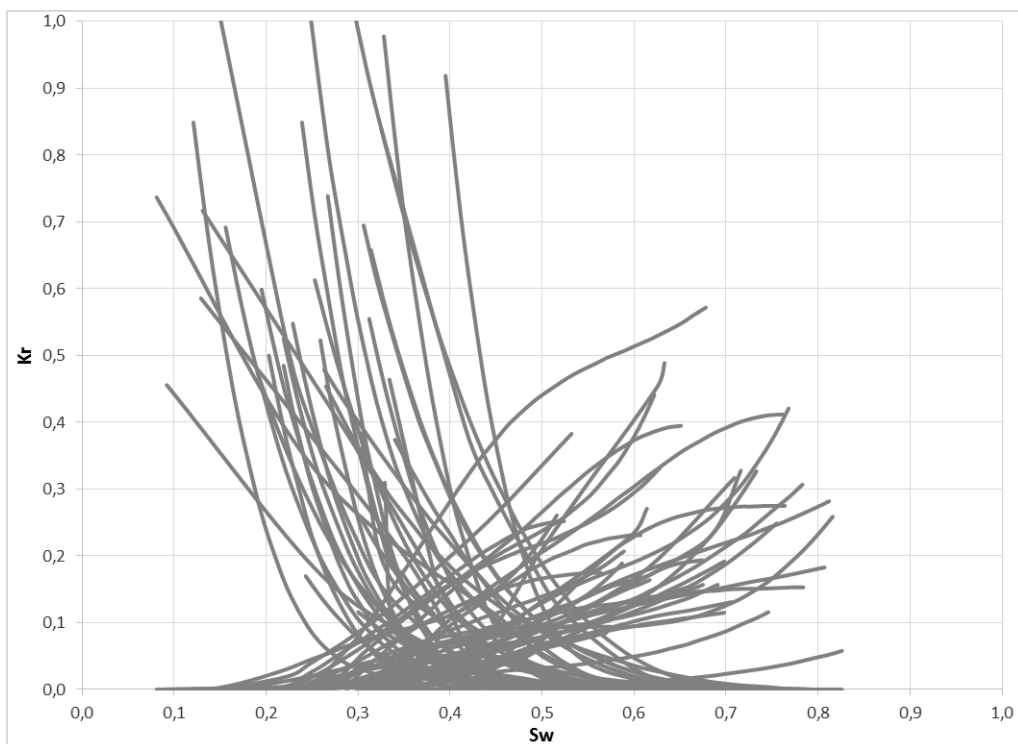


Figura 4.4 – Curvas de permeabilidade relativa de reservatório real. Fonte: Elaborada pelo autor.

Para obtenção de classes do conjunto de curvas de permeabilidade relativa reais, apresentado na Figura 4.4, foram avaliados os agrupamentos gerados pelo método de agrupamento pareado ponderado WPGMA, UPGMA, pelo coeficiente de Pearson e pelo método de agrupamento particional k-médias. O método de k-médias não apresentou os

melhores resultados para as tentativas realizadas, no entanto, como se trata de um método dependente da estimativa inicial aleatória, é possível que ele seja capaz de obter resultados melhores. Os métodos WPGMA e UPGMA resultaram em agrupamentos iguais e o agrupamento pareado utilizando Person resultou em melhores agrupamentos em alguns casos e piores em outros.

Foram utilizados como parâmetros de agrupamento as litofácies, que possuem correlação com a história geológica da formação do meio poroso, e o *FZI*, cujo cálculo já foi apresentado na equação (2.2) e que, como discutido na seção 2.1, possui correlação com a geometria do meio poroso. Em uma avaliação extensa de parâmetros, estes apresentaram bons resultados sem impor ao processo de otimização uma correlação direta entre a dispersão dos espaços de dispersão e de agrupamento, como seria o caso do S_{wi} .

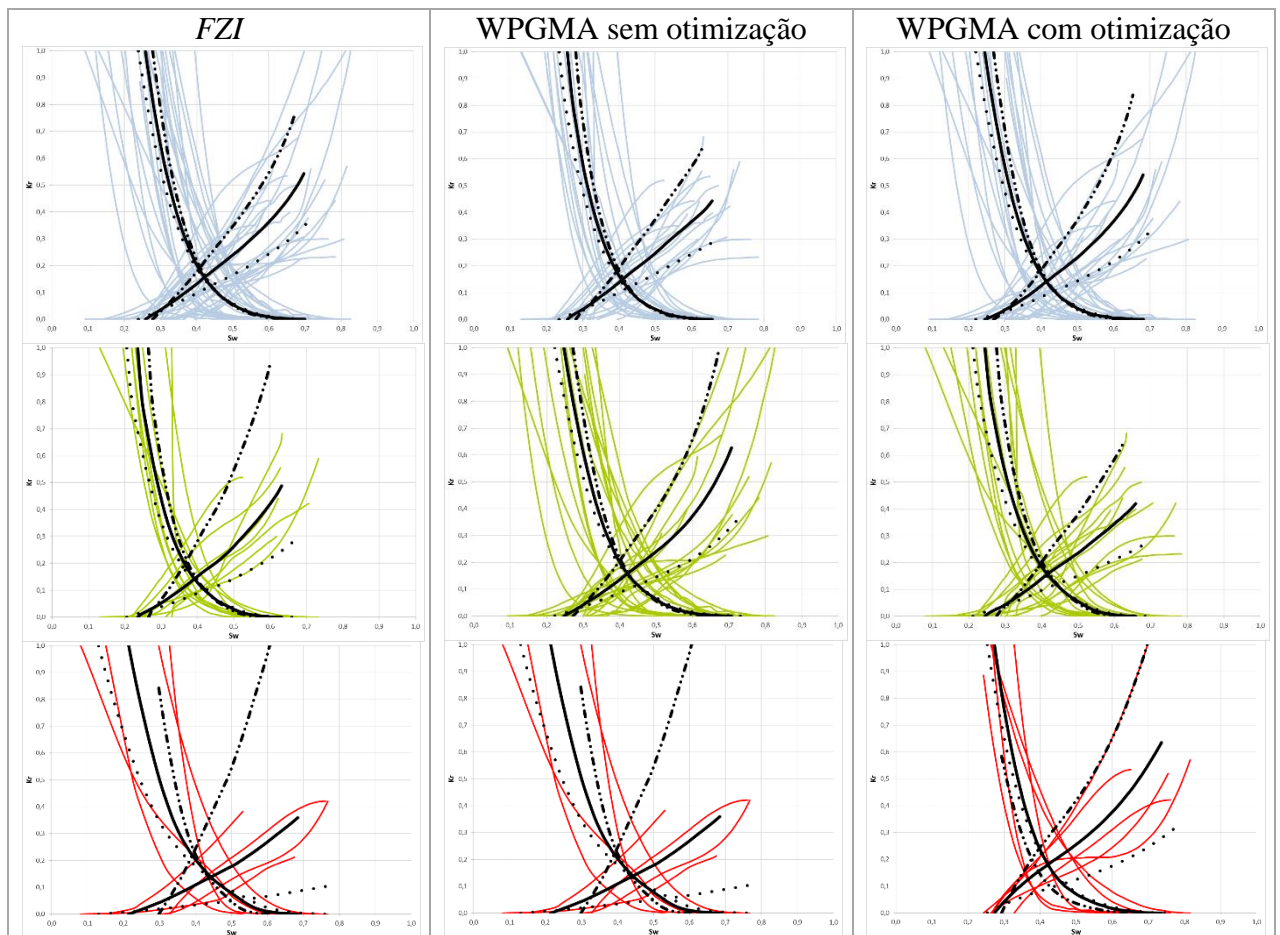


Figura 4.5 – Grupos definidos pelo método de agrupamento WPGMA usando como parâmetro de agrupamento o *FZI* (à esquerda) usando o *FZI* + Litofácies (no centro) e *FZI* + Litofácies com otimização (à direita). Fonte: Elaborada pelo autor.

Em curvas de permeabilidade relativa referentes a meios porosos reais a avaliação visual não é tão simples quanto em agrupamento de curvas sintéticas. A variabilidade de curvas e da correlação destas com os parâmetros físicos associados ao escoamento em meio poroso é bastante grande e, por isso, os grupos, mesmo com melhoria significativa, ainda apresentam uma dispersão não desprezível, como pode ser observado na Figura 4.5, que apresenta os resultados do agrupamento tradicional (FZI), o WPGMA (FZI+Litofácies) e o WPGMA com otimização (FZI+Litofácies), e na Figura 4.6, que apresenta os resultados do agrupamento hierárquico utilizando Person como critério de ligação, com otimização (FZI+Litofácies) e novamente, para efeito de comparação, o agrupamento tradicional (FZI) e o WPGMA (FZI+Litofácies).

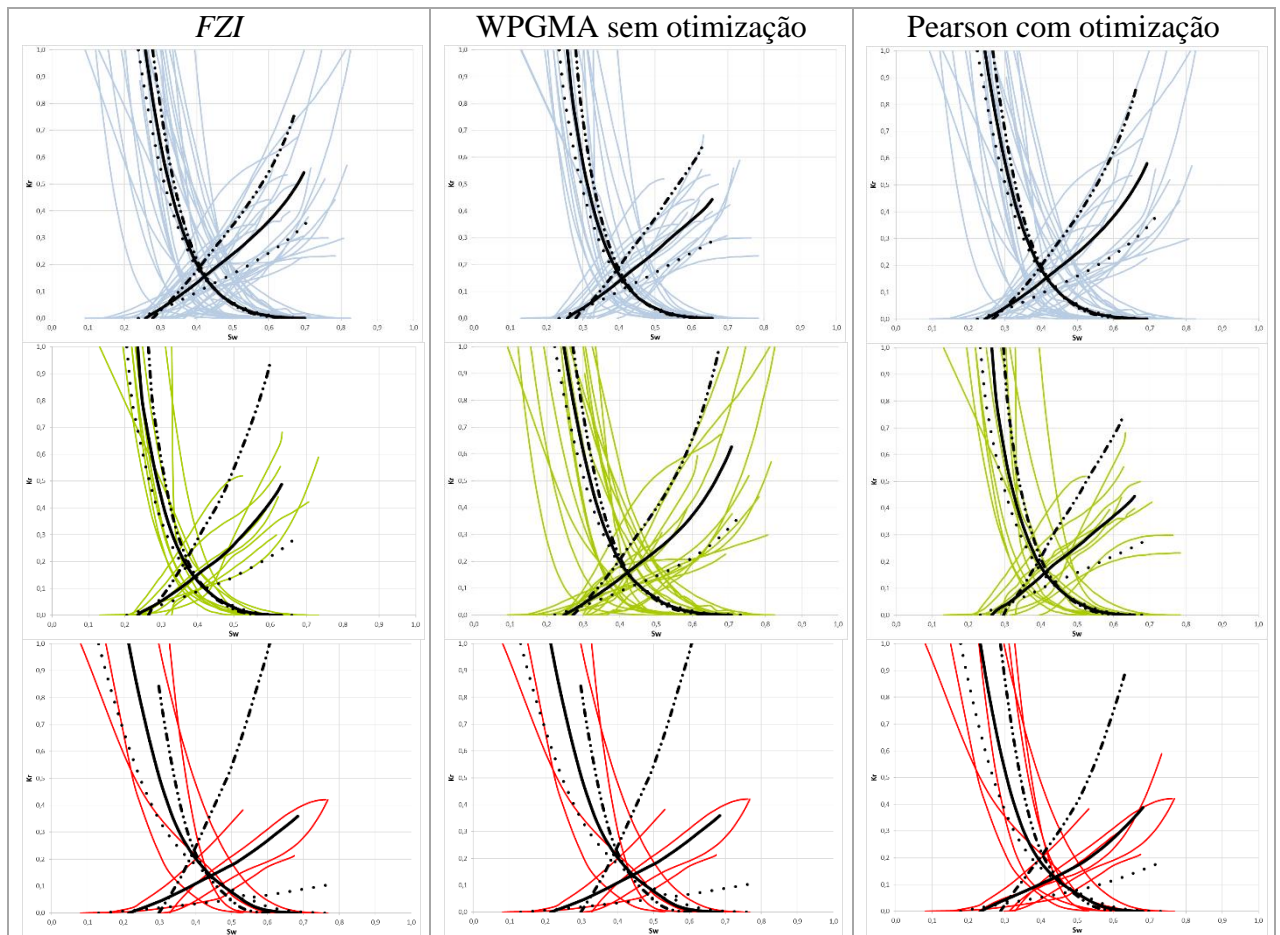


Figura 4.6 – Grupos definidos pelo método de agrupamento WPGMA usando como parâmetro de agrupamento o FZI (à esquerda) usando o FZI + Litofácies (no centro) e FZI + Litofácies com otimização (à direita). Fonte: Elaborada pelo autor.

A observação das curvas da Figura 4.5 e da Figura 4.6 também pode levar a conclusão da necessidade de um número maior de grupos, porém, como comentado na seção 2.2, o número de grupos natural é geralmente excessivo no caso do problema de agrupamento de permeabilidades relativas e existe sempre uma limitação quanto a capacidade do modelo de simulação e da disponibilidade de dados para caracterizar adequadamente um número grande de grupos. Neste caso foram utilizados três grupos em função da disponibilidade de análises de permeabilidade relativa, pouco dispersos em relação aos parâmetros de agrupamento para a identificação de um quarto grupo.

O intervalo de confiança utilizado para a definição dos cenários otimista e pessimista foi o relativo a confiança da média, descrito pela equação (3.15), com nível de confiança de 80%.

Tabela 4.5 – Estatística dos métodos aplicados aos dados reais.

Tempo de execução ⁸²	FZI (Através de Agrupamento WPGM)		Agrupamento WPGMA <u>sem</u> otimização		Agrupamento WPGMA com otimização e penalização ($\alpha=0,3$)		Agrupamento Pearson com otimização e penalização ($\alpha=0,3$)	
	Qtd	Dispersão*	Qtd	Dispersão*	Qtd	Dispersão*	Qtd	Dispersão*
	0,0469s		2,4375s		aprox. 73s ⁸³		aprox. 124s ⁸⁴	
Grupo 1	24	1,392	17	1,294 (-7%)	18	1,680 (20,7%)	20	1,582 (13,7%)
Grupo 2	8	1,830	15	1,863 (1,8%)	13	1,746 (-4,6%)	10	1,684 (-8,0%)
Grupo 3	4	4,479	4	4,479	5	2,496 (-44,3%)	6	2,900 (-35,3%)
Dispersão Média*	2,567		2,545 (-0,9%)		1,974 (-23,1%)		2,055 (-19,9%)	
Dunn Index**	0,158		0,240 (51,9%)		0,242 (53,2%)		0,317 (100,6%)	
Davies-Bouldin index*	4,500		4,451 (-1,1%)		4,998 (11,1%)		4,41 (-2,0%)	

* Quanto menor melhor; ** Quanto maior melhor;

Em parênteses a comparação das avaliações de dispersão em relação à técnica utilizando somente FZI

A Tabela 4.5 mostra a avaliação quantitativa dos agrupamentos utilizando os parâmetros de dispersão descritos na seção 3.3.2.1 e das métricas de dispersão apresentadas na seção 3.3.3. Os resultados mostram uma significativa redução da dispersão em relação ao cenário de agrupamento utilizando apenas FZI (a comparação percentual com o cenário de utilização de FZI apenas está entre parênteses na tabela) mesmo quando a otimização está condicionada

⁸² Relativos a *hardware/software* especificados no Apêndice E

⁸³ O processo de otimização varia a cada tentativa. Para avaliação do tempo, o algoritmo foi executado cinco vezes, com menor tempo de execução de 71s e maior tempo de execução de 77s. Os parâmetros utilizados no S.A. foram: temperatura inicial (T_0) = 1000; temp. mínima = 0,1; coeficiente de resfriamento (α) = 0,9.

⁸⁴ O processo de otimização varia a cada tentativa. Para avaliação do tempo, o algoritmo foi executado cinco vezes, com menor tempo de execução de 120s e maior tempo de execução de 131s. Os parâmetros utilizados no S.A. foram: temperatura inicial (T_0) = 1000; temp. mínima = 0,1; coeficiente de resfriamento (α) = 0,9.

pela equação de penalização. A diferença foi mais significativa no grupo 3, com uma redução de 44,3% na dispersão, o que resultou em uma redução global de dispersão de 23,1% com um aumento desejável do *Dunn Index (DI)* de 53,2% com um aumento indesejável de 11,1% no *Davies-Bouldin Index (DBI)*. Este resultado negativo quanto ao *DBI* ocorreu pois o processo de otimização buscava neste caso a redução da dispersão. Em outro conjunto de resultados cuja otimização buscava a otimização do *DI* usando a correlação de Pearson como métrica de distância no agrupamento, resultou em uma redução de dispersão global de 19,9% com um aumento desejável do *DI* de 100,6% e uma redução desejável do *DBI* de 2,0%.

Percebe-se pela Tabela 4.5 que os tempos de execução são significativamente maiores neste caso, quando comparados com o caso de dados sintéticos, apresentado na Tabela 4.4. Existe um aumento no número de curvas e, para o caso do agrupamento WPGMA com e sem otimização, estes estão lidando com dados simbólicos (litofácies) que demandam a conversão em dimensões de agrupamento. No entanto, sem dúvida este código tem espaço para melhoria de eficiência, tanto pela adoção de um algoritmo mais elaborado, quanto pela adoção de uma linguagem de programação mais adequada.

4.3 APLICAÇÃO EM MODELO DE SIMULAÇÃO

Para a indústria do petróleo, as curvas de permeabilidade relativa têm como objetivo modelar o escoamento dos fluidos presentes no reservatório de modo a avaliar a melhor estratégia de exploração. Com este intuito, estas curvas são utilizadas em células de modelos do reservatório discretizado, onde são simuladas as produções, injeções e pressões dos fluidos.

O impacto da curva de permeabilidade relativa varia significativamente de reservatório para reservatório, de malha de drenagem⁸⁵ para malha de drenagem, também em função das características dos fluidos e de outras características do projeto de exploração.

Para a avaliação do impacto da redução da incerteza das curvas de permeabilidade relativa representativa dos grupos foram utilizados três modelos de reservatório, resumidos na Tabela 4.6, cujas características os colocam em situações bem distintas quanto ao impacto da

⁸⁵ Malha de drenagem é o conjunto das localizações e características de poços injetores e produtores especificados no projeto de exploração.

permeabilidade relativa sobre seus comportamentos, como poderá ser observado pelos resultados.

Tabela 4.6 – Características dos modelos utilizados na avaliação.

Modelo	Característica
<i>Aleatório</i>	Células com propriedades e <i>rocktyping</i> aleatoriamente aplicados
<i>“Layer-Cake”⁸⁶ baixo contraste</i>	Três camadas distintas e homogêneas internamente, com permeabilidades variando com menor contraste comparado ao caso de alto-contraste
<i>“Layer-Cake”⁸⁶ alto contraste</i>	Três camadas distintas e homogêneas internamente, com permeabilidades variando com maior contraste comparado ao caso de baixo-contraste, uma das camadas podendo ser considerada uma <i>super-k</i> ⁸⁷

Em todos os casos a simulação utilizou-se do modelo *black-oil*, baseado na equação C.29, em um simulador comercial⁸⁸ de escoamento em reservatórios. A malha de drenagem se baseou em um esquema “*five-spot*” que se refere à localização dos poços de produção nos quatro cantos de um quadrado e um poço de injeção no centro deste quadrado. Em função da simetria do problema, para a simulação deste modelo foi utilizada uma seção deste modelo⁸⁹, como mostrado na Figura 4.7.

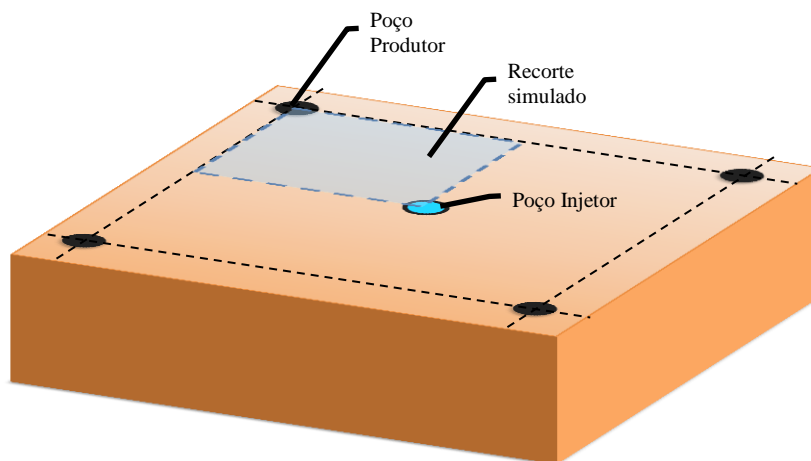


Figura 4.7 – Esquema *five-spot* e recorte utilizado na simulação. Fonte: Elaborada pelo autor.

⁸⁶ Nome dado em inglês, mas usado no Brasil também, para designar um modelo de distribuição do meio poroso em camadas distintas e internamente homogêneas, como as camadas de um bolo.

⁸⁷ Designação de camadas de permeabilidades significativamente mais altas que as contíguas, sendo, portanto, principais vias de escoamento dos fluidos.

⁸⁸ IMEX da CMG (<http://www.cmgl.ca/software/imex2014>, última visita 20/08/2015)

⁸⁹ No caso do modelo aleatório uma simetria artificial é imposta pelo recorte, mas é possível considerar também que neste caso a simulação representa uma malha de apenas um par de poços (um injetor e um produtor) em uma região com barreiras de fluxo.

Cada modelo do reservatório foi avaliado utilizando os cenários limítrofes otimistas e conservadores obtidos através da técnica tradicional do *FZI* e através da otimização do agrupamento WPGMA com dois parâmetros (*FZI* e litofácies), cujos resultados foram apresentados na Figura 4.5 e na Tabela 4.5.

Os parâmetros utilizados na simulação estão apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Parâmetros de simulação.

Parâmetro	Modelo Aleatório	"Layer-Cake" baixo contraste	"Layer-Cake" alto contraste
Permeabilidade RT1	Média = 68,7mD	12,9mD	12,9mD
Porosidade RT1	Média = 14,1%	20,1 %	20,1 %
Permeabilidade RT2	Média = 365 mD	99,9 mD	99,9 mD
Porosidade RT2	Média = 12,6%	9,31%	9,3 %
Permeabilidade RT3	Média = 938 mD	182 mD	2000 mD
Porosidade RT3	Média = 12,6%	8,4%	18,1 %
Razão permeabilidade horizontal/vertical	0,1	0,1	0,1
Período Simulado	30 anos		
Vazão de injeção	20.000 bbl/dia		
Pressão Máxima de Injeção	8000 psi		
Pressão Mínima de Fundo (produtor)	3500 psi		

4.3.1.1 Reservatório com propriedades aleatoriamente distribuídas

A geração do modelo do reservatório com propriedades distribuídas seguiu a seguinte sequência de procedimentos:

- a) a média e desvio padrão das propriedades de permeabilidade absoluta e porosidade efetiva foram definidas em função da litofácies de cada amostra com curva de permeabilidade relativa analisada neste trabalho;
- b) uma litofácies foi atribuída aleatoriamente a cada célula do modelo;
- c) a permeabilidade e porosidade foram atribuídas às células de modo a respeitar a estatística obtida no item a);
- d) o RT de cada célula foi determinado em função das suas propriedades previamente atribuídas.

O resultado da geração deste modelo é mostrado na Figura 4.8, abaixo.

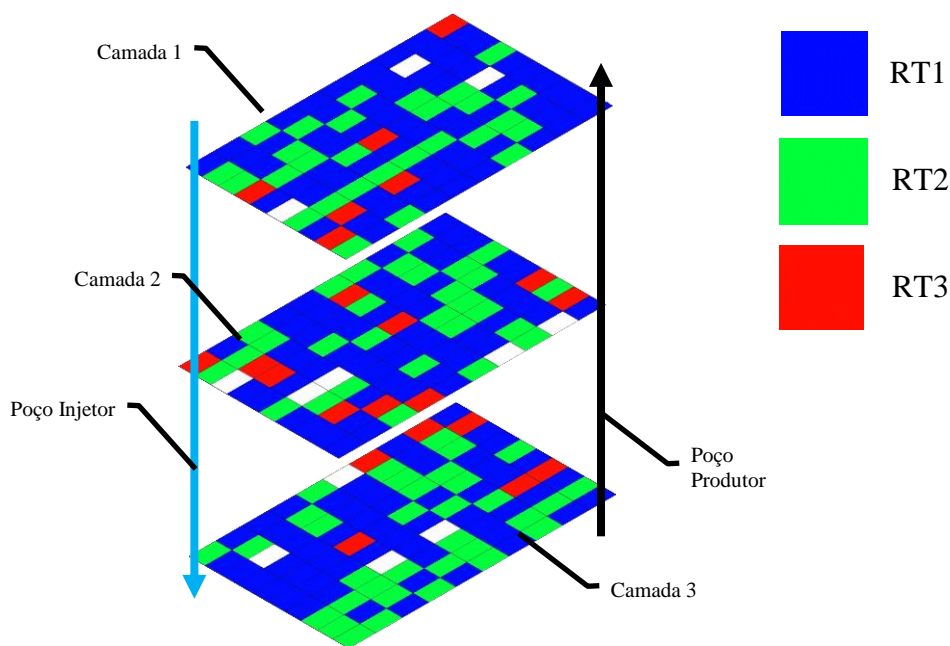


Figura 4.8 – Distribuição do *Rocktyping* das células de simulação do modelo de reservatório com propriedades aleatoriamente distribuídas. As células em branco foram definidas com permeabilidade nula.
 Fonte: Elaborada pelo autor.

A redução da incerteza na produção para este reservatório com propriedades aleatoriamente distribuídas é perceptível quando avaliada em relação à curva de água produzida, mas inexistente com relação à curva de óleo produzido (NP), como se observa na Figura 4.9. A imposição do escoamento do fluido por diversas células de *rocktypes* diferentes entre o poço injetor e produtor reduz o impacto individual das curvas de permeabilidade relativa de um determinado *rocktype*, resultando em um comportamento médio. Considerando ainda que a redução de incerteza apresentada pela técnica proposta nesta tese ocorreu prioritariamente no grupo 3, de maior permeabilidade, o comportamento médio minimiza o impacto da redução da incerteza em um reservatório que tem este tipo de característica, quando comparado com reservatórios *layer-cake* que privilegiam altas permeabilidades. Além desta homogeneização do impacto dos três *rocktypes*, pode-se observar que a geração aleatória das propriedades resultou em uma menor quantidade de células do RT3, justamente o que possuía a menor redução da dispersão com a utilização da técnica otimizada.

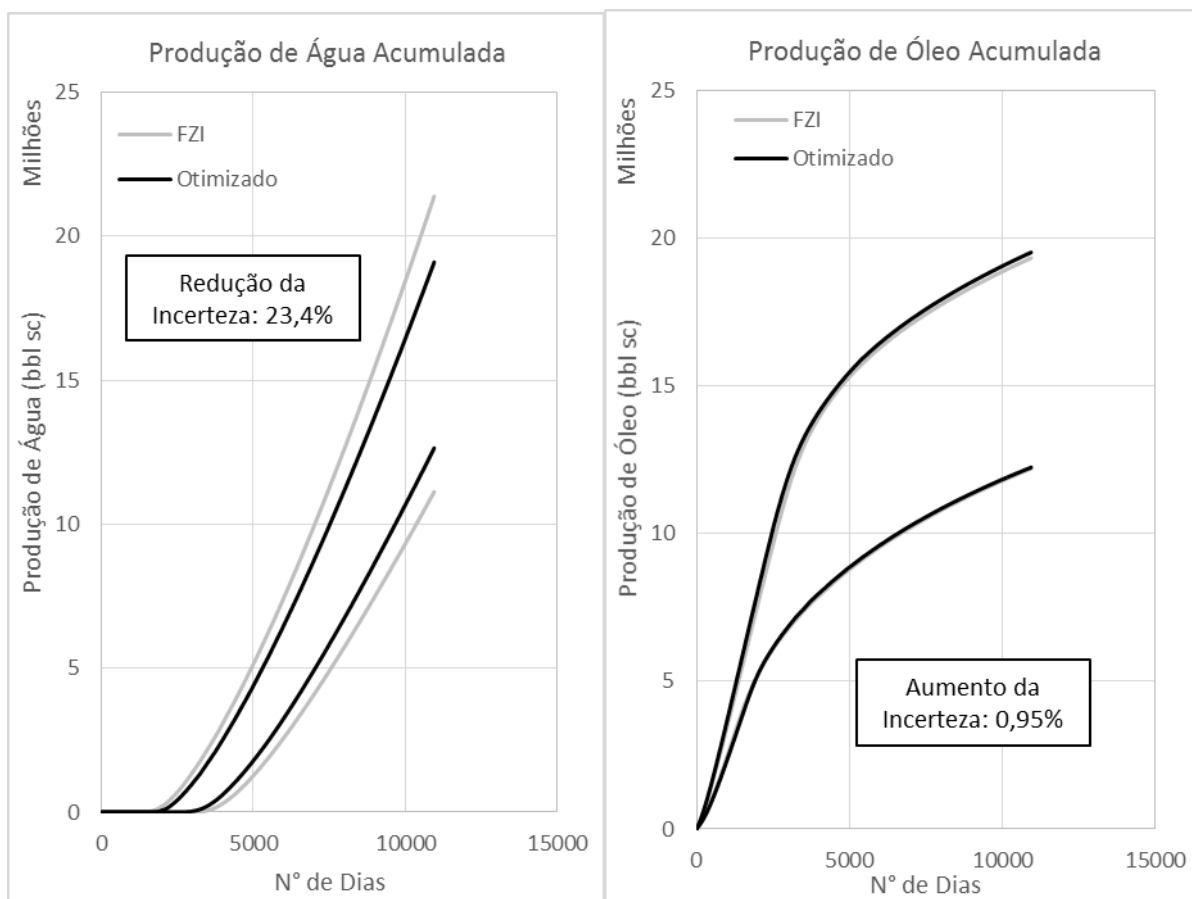


Figura 4.9 – Produção acumulada de água (à esquerda) e óleo (à direita) relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de *rocktyping* tradicional (FZI) e do modelo de *rocktyping* otimizado para um reservatório com propriedades distribuídas aleatoriamente. Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3.1.2 Reservatório “layer-cake” com baixo contraste de permeabilidade

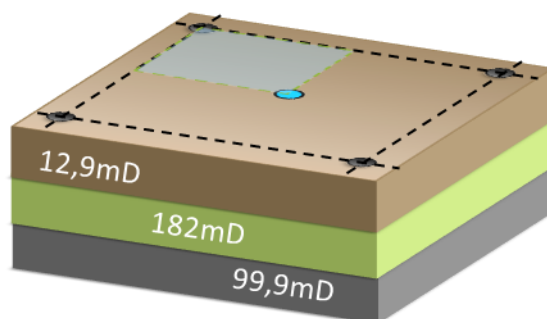


Figura 4.10 – Modelo de reservatório *layer-cake* de baixo contraste. Fonte: Elaborada pelo autor.

A simulação do escoamento nos reservatórios “*layer-cake*”, propostos neste texto e esquematizados na Figura 4.10 e na Figura 4.12, apresentaram uma maior sensibilidade às curvas de permeabilidade relativa. Esta característica potencializa a redução da incerteza nos resultados de produção com a aplicação da técnica proposta nesta tese, mostrando resultados mais significativos que no caso do modelo de propriedades aleatoriamente distribuídas deste trabalho⁹⁰.

O impacto da redução da incerteza para este reservatório *layer-cake* de menor contraste de permeabilidade (Figura 4.10) fica claro na Figura 4.11, tanto para a produção acumulada de óleo quanto para a produção acumulada de água.

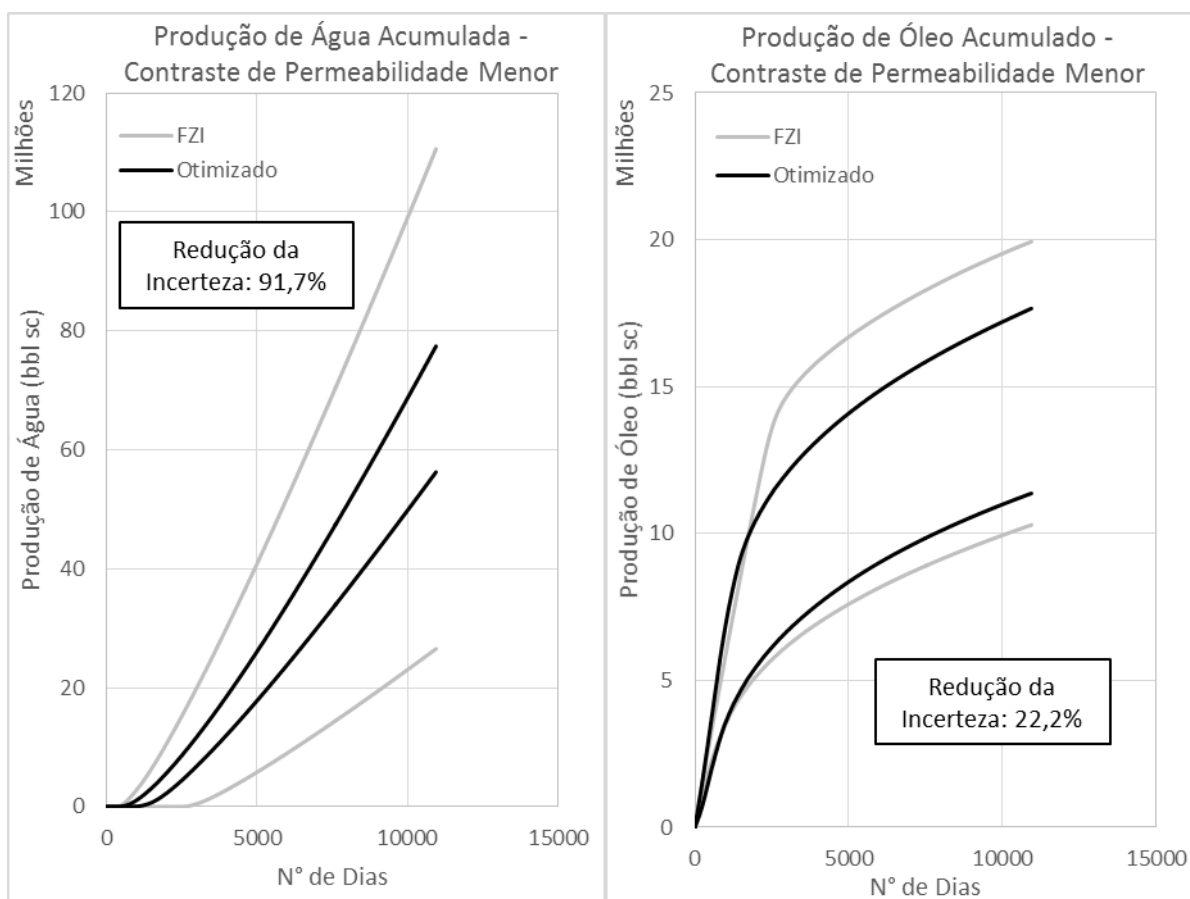


Figura 4.11 – Produção acumulada de água (à esquerda) e óleo (à direita) relativas às curvas otimizadas e pessimistas do modelo de *rocktyping* tradicional (FZI) e do modelo de *rocktyping* otimizado para um reservatório *layer-cake* com baixo contraste de permeabilidade. Fonte: Elaborada pelo autor.

⁹⁰ Não há nenhuma pretensão deste texto quanto à avaliação da sensibilidade de cada tipo de reservatório às curvas de permeabilidade relativa, que não poderia ser realizada com um único caso de reservatório com propriedades aleatoriamente distribuídas.

4.3.1.3 Reservatório “layer-cake” com alto contraste de permeabilidade

Na Figura 4.12 é esquematizado o modelo de um reservatório com uma camada “*super-k*”. Esta camada, no caso do modelo testado, intermediária, possui uma permeabilidade bastante superior às demais, resultando em um escoamento preferencial dos fluidos por esta camada.

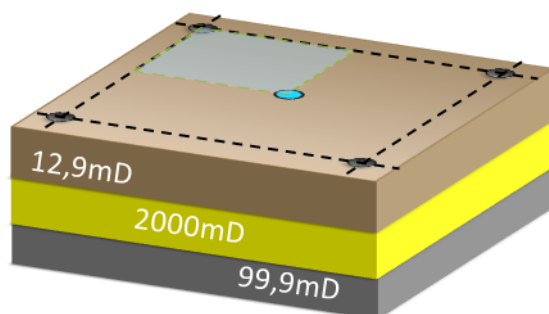


Figura 4.12 – Modelo de reservatório *layer-cake* de alto contraste. Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 4.13 pode-se observar que para este modelo há uma significativa redução de incerteza relativa à produção de óleo, com uma pequena redução da incerteza relativa à produção de água. Esta dicotomia é explicada pela canalização do reservatório na camada *super-k* levando a uma produção de água próxima ao valor de injeção de água, como mostrado na Figura 4.14 (em comparação com o valor máximo de injeção mostrado na Tabela 4.7). A pequena diferença em relação ao total injetado (ao final de 30 anos), que é difícil de ser observada no gráfico de produção de água, é derivada da produção de óleo, e nesta, pode-se observar que há uma expressiva diferença entre os resultados apresentados pelo modelo tradicional e pelo modelo otimizado.

A pequena redução de incerteza na produção acumulada de água ao final de 30 anos pode esconder uma importante redução de incerteza presente na curva de produção de água: o tempo de *breakthrough* da água nos poços produtores. Este parâmetro é muito importante para a avaliação econômica do projeto e, como fica claro na Figura 4.14, existe uma grande incerteza quando se usa o agrupamento baseado no FZI que é reduzida consideravelmente quando se usa o agrupamento otimizado.

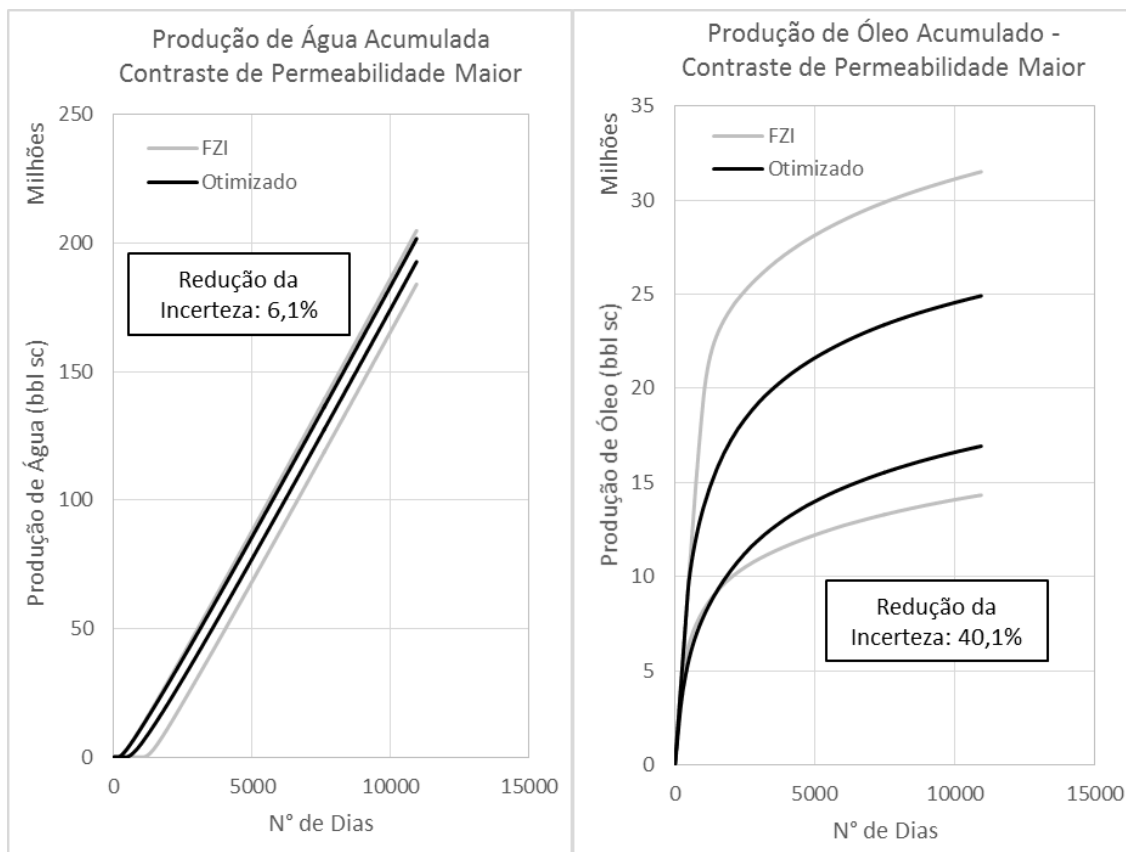


Figura 4.13 – Produção acumulada de água (à esquerda) e óleo (à direita) relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de *rocktyping* tradicional (FZI) e do modelo de *rocktyping* otimizado para um reservatório *layer-cake* com camada *super-k*. Fonte: Elaborada pelo autor.

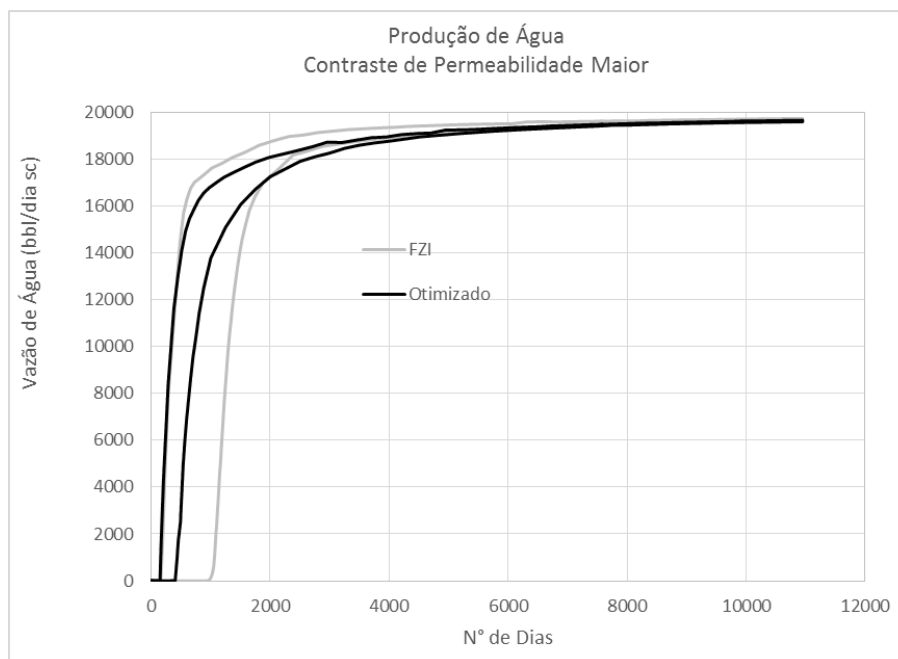


Figura 4.14 – Produções de água relativas às curvas otimistas e pessimistas do modelo de *rocktyping* tradicional (FZI) e do modelo de *rocktyping* otimizado para um reservatório *layer-cake* com camada *super-k*. Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3.1.4 Comparação dos resultados

Para avaliação da redução da incerteza utilizou-se a redução da dispersão entre cenários otimistas e pessimistas ao final do trigésimo ano de produção, relativo à média entre estes cenários, isto é,

$$\Delta\xi = \frac{(Prod_{OTM_FZI} - Prod_{PSM_FZI}) - (Prod_{OTM_O} - Prod_{PSM_O})}{(Prod_{OTM_FZI} + Prod_{PSM_FZI})/2}, \quad (4.3)$$

onde *Prod* é volume acumulado do fluido produzido, óleo ou água, ao final do trigésimo ano de produção, *PSM* indica o cenário pessimista, *OTM* o otimista, *_FZI* a técnica tradicional e *_O* a técnica que utiliza a otimização proposta nesta tese.

Os resultados de redução são apresentados nas figuras relativas à produção acumulada de água e óleo dos três modelos (Figura 4.9, Figura 4.11 e Figura 4.13) e sumarizada na Tabela 4.8, abaixo.

Tabela 4.8 – Redução da dispersão na produção em função do uso da técnica de agrupamento otimizada.

Modelo	$\Delta\xi$ Água (%)	$\Delta\xi$ Óleo (%)
<i>Aleatório</i>	23,4	-0,95
<i>“Layer-Cake” baixo contraste</i>	91,7	22,2
<i>“Layer-Cake” alto contraste</i>	6,1	40,1

CAPÍTULO 5

DISCUSSÕES: CUIDADOS E PROBLEMAS

5.1 AGRUPAMENTO INDUZIDO PELA AMOSTRAGEM E CARACTERIZAÇÃO ESTRATIFICADA

Por ser um ensaio caro e demorado, a quantidade de análises de permeabilidade relativa disponível para caracterização do reservatório é geralmente pequena. Em função disso as amostras para estas análises são selecionadas seguindo critérios não aleatórios. Geralmente as amostras são selecionadas em função de grupos (estratos) considerados representativos. Este agrupamento original pode impactar no resultado do agrupamento otimizado proposto neste trabalho.

A correlação entre a dispersão e o número de indivíduos em cada agrupamento, com aumento da dispersão em grupos com número pequeno de amostras, tanto utilizando a equação de penalização (3.11) ou utilizando a distribuição *t-Student*, leva a técnica a considerar parâmetros com boa caracterização como bons parâmetros. Como exemplo, se um determinado reservatório teve todas as litofácies caracterizadas igualmente bem caracterizadas, os grupos resultantes do agrupamento por litofácies serão de tamanho médio, com nenhum grupo sendo extremamente penalizado por conter poucas amostras e, por isso, esta propriedade pode ser considerada adequada pela técnica de otimização.

Para evitar este tipo de comportamento é importante ser bastante cuidadoso com o uso da função de penalização e da técnica de *t-Student* e avaliar criticamente os resultados.

5.2 UTILIZAÇÃO DE UM MESMO PARÂMETRO NOS ESPAÇOS DE AGRUPAMENTO E DISPERSÃO

Alguns parâmetros são válidos como parâmetros de agrupamento, pois estão presentes no modelo geológico antes da aplicação do *rocktyping* e têm possível impacto sobre a propriedade derivada do *rocktyping* (a permeabilidade relativa no caso deste texto), mas também são válidos como parâmetros de dispersão pois são características da descrição da

propriedade derivada. No caso da permeabilidade relativa, a saturação de água conata ou inicial, que pode ser atribuída ao modelo geológico em função de resultados de perfilagem nos poços ou por modelagem da pressão capilar no reservatório, e a permeabilidade efetiva ao óleo nesta mesma saturação, que pode ser atribuída em função de resultados de testes de produção ou injeção de fluidos no reservatório, podem ser duas características válidas para uso tanto como parâmetro de dispersão como parâmetro de agrupamento.

O problema com o uso de parâmetros em ambos os espaços é que o bom agrupamento destes parâmetros, dependendo da técnica de agrupamento utilizada, resulta necessariamente na redução da dispersão relativa destes. Como resultado, o aumento do peso que este parâmetro tem no agrupamento é diretamente relacionado com uma redução da dispersão no espaço de dispersão, artificialmente aumentando a importância destes parâmetros em relação escopo de parâmetros de agrupamento.

A utilização de algum parâmetro conjuntamente no espaço de agrupamento e no espaço de dispersão pode resultar em agrupamentos de grande qualidade, pois a possibilidade de que um parâmetro de descrição da curva possa ter correlação com os outros parâmetros da curva não é desprezível. Estando este parâmetro de descrição também disponível no modelo do reservatório é até recomendável que se avalie o agrupamento com o uso deste parâmetro. No entanto, pelos problemas mencionados, esta avaliação deve ser cuidadosa e criteriosa, rechaçando-se resultados que tiveram minimização exagerada da dispersão relativa neste parâmetro, mas com curvas bastante dispersas em outros parâmetros de descrição, além de avaliar se o algoritmo não está desprezando parâmetros potencialmente importantes.

5.3 TRATAMENTO DE PONTOS ISOLADOS (*OUTLIERS*)

5.3.1 Manutenção ou remoção de *outliers*

Os *outliers* neste tipo de avaliação, onde é necessário avaliar grupos com “causas” e “efeitos” semelhantes, devem ser avaliados nos dois espaços correspondentes, os espaços de agrupamento e dispersão, respectivamente.

Pontos isolados no espaço de agrupamento representam uma má amostragem para a determinação das propriedades derivadas (no caso deste texto, a permeabilidade relativa), pois

não foram analisadas amostras suficientes para determinar o comportamento de meios porosos semelhantes ao ponto isolado. Caso as propriedades derivadas sejam semelhantes para todos os pontos que farão parte do grupo com este *outlier*, ele pode ser mantido na avaliação de pertinência dos grupos, gerando grupos que possuem um domínio disperso e uma imagem compacta. Isto é coerente com a pequena sensibilidade da propriedade derivada em relação às propriedades selecionadas para o agrupamento e deve ser levado em consideração. Este fato permite inclusive uma avaliação (laboratorial ou analítica) menos extensiva das propriedades derivadas. Por outro lado, caso o *outlier* no espaço de agrupamento tenha também a propriedade derivada isolada (no espaço de dispersão), este ponto deve ser tratado em separado. Isto é, este indivíduo deve ser considerado um grupo unitário, e deixado de fora da avaliação dos grupos restantes pelo processo de otimização. Como a incerteza destes grupos unitários é muito grande, recomenda-se a caracterização de amostras semelhantes para a minimização da incerteza.

Em função da multiplicidade de fatores que influenciam as curvas de permeabilidade relativa e da complexidade da relação entre estes e o escoamento multifásico no meio poroso, mesmo rochas com um conjunto de propriedades (disponíveis no modelo geológico) semelhantes pode possuir curvas de permeabilidade relativa significativamente distintas. Isto é, podem existir *outliers* no espaço de dispersão relacionados a indivíduos com propriedades semelhantes no espaço de agrupamento. Deve-se tomar muito cuidado neste caso. É possível que a dispersão no espaço relativo às propriedades derivadas seja função de erros na caracterização destas e, neste caso, deve-se remover os pontos problemáticos da análise. Por outro lado, se a dispersão for resultado de incerteza da análise, condições de ensaio distintas (mas representativas) ou resposta real do meio poroso, a remoção do ponto isolado irá reduzir artificialmente e equivocadamente a incerteza associada ao agrupamento.

5.3.2 A avaliação da dispersão de grupos unitários

O processo de otimização avalia a dispersão dos grupos gerados com o objetivo de minimizá-la, mas esta avaliação encontra uma dificuldade quando surgem grupos unitários. Em grupos unitários, a média e o desvio padrão da amostra perdem o sentido enquanto o desvio padrão da população não é nem definido.

Neste trabalho os grupos individuais têm a dispersão tratada pela equação de penalização, no entanto esta equação traz inconvenientes já mencionados anteriormente neste capítulo e em capítulos anteriores, como a indução a um agrupamento com grupos de tamanho médio.

O grupo unitário pode ser representativo dos dados e deve ser tratado com cuidado, como comentado na seção anterior. A simples aplicação de tratamentos matemáticos como o proposto neste texto pode impor a inclusão em um grupo da curva representativa de um meio poroso realmente distinto dos demais indivíduos do grupo.

A definição das curvas limítrofes (do intervalo de confiança) para estes grupos unitários é um problema pois não há modo objetivo de fazê-lo, mas recomenda-se, a não ser que hajam informações que possam indicar o contrário, que se atribuam intervalos de confiança bastante grandes, aproximando-se do limite do razoável para curvas de permeabilidade relativa. Esta abordagem permitiria que a inclusão de novos dados resultasse no resultado coerente de redução da incerteza do agrupamento. A determinação de curvas limítrofes em casos como estes é tratada na seção seguinte.

5.4 DETERMINAÇÃO DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA LIMÍTROFES DO INTERVALO DE CONFIANÇA EM GRUPOS PEQUENOS

Em grupos com poucos dados a incerteza pode ser tão significativa que a aplicação de técnicas estatísticas para a determinação do intervalo de confiança pode resultar em curvas não razoáveis ou até impossíveis. Evidentemente estes cenários de incertezas são irreais, pois as curvas reais devem ser encontradas dentro de limites razoáveis.

Para evitar este tipo de comportamento é recomendável selecionar ou sintetizar curvas que possam ser consideradas limites superiores de incerteza para um determinado reservatório. Neste trabalho estas curvas serão chamadas de curvas LK (de “*Low-Knowledge*”). A construção destas curvas tem alguma subjetividade e depende da experiência e do conhecimento do analista que está propondo as curvas, no entanto algumas recomendações podem ser seguidas:

- a) usar equações paramétricas simples, como por exemplo as curvas de Corey (3.5), para a sintetização das curvas LK, pois geralmente não há base de conhecimento para selecionar curvas com formato não usual;
- b) a dispersão das curvas medidas do grupo deve ser considerada como um limite inferior de dispersão;
- c) caso seja viável ser calculado, o intervalo de confiança deve ser considerado sempre que as curvas geradas sejam razoáveis;
- d) dependendo do conhecimento do reservatório os limites de confiança devem ser expandidos ou retraídos, sempre tendo em mente que o aumento no número de dados de um certo conjunto deve sempre resultar em uma redução da incerteza associada àquele grupo.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

O uso de classes de rocha específicas para permeabilidade relativa (*rocktypes* dinâmicos) é importante, pois as classes de rocha tradicionais não são capazes de capturar toda a complexidade e variabilidade das curvas de permeabilidade relativa. No entanto existe uma grande dificuldade na definição das correlações que resultem em uma boa determinação de classes para permeabilidade relativa. Esta dificuldade é natural, pois a permeabilidade relativa é resultado de interações extremamente complexas entre os fluidos, entre os fluidos e o meio poroso e destes com as condições ambientais.

Para abordar o problema foi apresentada uma técnica inédita de acoplamento entre algoritmos de agrupamento e de otimização aplicados a espaços vetoriais distintos, um para determinação dos agrupamentos, o “*Espaço de Agrupamento*”, e outro para medição da dispersão dos grupos de permeabilidade relativa gerados, o “*Espaço de Dispersão*”.

Métodos de agrupamento são capazes de encontrar padrões de agrupamento em conjuntos de dados em espaços de grande dimensão, enquanto a capacidade humana de identificação de padrões se limita a espaços, no máximo, tridimensionais. Porém, em relação ao problema de agrupamento de permeabilidades relativas, o uso de métodos de agrupamento sozinhos não resolve o problema, pois agrupar os dados em função das propriedades presentes no modelo do reservatório não garante bons grupos de permeabilidade relativa. Por outro lado, a aplicação destes métodos em relação a propriedades das curvas de permeabilidade relativa não permite o uso dos grupos gerados no modelo do reservatório.

A proposta de usar o método de agrupamento em função dos parâmetros presentes no modelo do reservatório acoplado a uma técnica de otimização que modifica o espaço de agrupamento, mudando assim os agrupamentos, de forma a minimizar a dispersão das curvas de permeabilidade relativa nos grupos gerados, resolve o problema da aplicação da técnica de agrupamento no problema.

Os resultados da comparação da utilização de técnicas tradicionais da indústria de petróleo, com técnicas de agrupamento sem otimização e com otimização mostra a grande vantagem das técnicas de agrupamento e principalmente do acoplamento desta com técnicas de otimização.

A avaliação de curvas de permeabilidade relativa sintéticas geradas com agrupamentos pré-estabelecidos mostrou a capacidade desta técnica em encontrar os grupos de curvas de permeabilidade relativa semelhantes mesmo quando as propriedades presentes no modelo geológico podem indicar agrupamentos distintos. A técnica tradicional de agrupamento por FZI e o agrupamento sem otimização foram induzidas pelos dados a gerar grupos inconsistentes, enquanto a técnica com a associação da avaliação da dispersão de permeabilidade relativa foi a única capaz de evitar o problema.

A aplicação da técnica proposta nesta tese em um conjunto de curvas reais mostrou uma redução de 23,1% da dispersão média das curvas de permeabilidade relativa. Este resultado aplicado na simulação de escoamento em modelos de reservatório apresentou redução de incerteza de 91,7% em relação à produção acumulada de água em um dos casos avaliados e redução de 40,1% na incerteza relativa à produção acumulada de óleo em outra simulação.

A estrutura de um *rocktyping* deve estar sempre baseada em dois pilares: a definição do agrupamento e a determinação das propriedades representativas do *rocktype* (chamadas aqui de propriedades derivadas). Por isso, além da definição dos agrupamentos, também foi proposta uma metodologia igualmente inédita para determinação dos intervalos de confiança das permeabilidades relativas representativas dos grupos gerados. Esta metodologia se baseia na aplicação de conceitos estatísticos de intervalo de confiança utilizando funções de distribuição de probabilidades conhecidas, mais especificamente a função de distribuição de *t-Student* que é dependente da quantidade de dados disponíveis para a estatística. Quantidades pequenas de dados são penalizados com um aumento do intervalo de confiança para um mesmo nível de confiabilidade.

A aplicação desta técnica estatística permitiu a determinação mais coerente e embasada dos cenários de incerteza para as curvas de permeabilidade relativa dos grupos do agrupamento.

CAPÍTULO 7

TRABALHOS FUTUROS

Como desenvolvimento futuro cita-se a implementação da utilização de equações genéricas para a definição das bases dos espaços de dispersão e agrupamento. A possibilidade de aplicação destas equações foi citada neste texto mas não chegou a ser implementada, pois demandaria um tempo adicional significativo, tanto para o desenvolvimento do algoritmo quanto para a interpretação dos resultados. Outro ponto desejável é a avaliação das diversas métricas, métodos de agrupamento e de otimização de modo a obter o conjunto mais adequado de ferramentas para o uso da metodologia proposta para o problema abordado.

A determinação da curva média de permeabilidade relativa pela média das diversas curvas adimensionalizadas presentes em um determinado agrupamento é razoavelmente adequada quando as diversas curvas são muito próximas, mas não tem um fundamento físico sólido para o uso em agrupamentos de grande dispersão. Não foi encontrado na literatura um método mais adequado, mas este poderia ser o objetivo de trabalhos futuros.

Dependendo do espaço de agrupamento, pode ser útil identificar os grupos não apenas buscando uma minimização da distância entre seus elementos, como foi o objetivo das técnicas de agrupamento utilizadas neste texto, mas também encontrar correlações entre os dados. A avaliação do uso de técnicas de agrupamento que têm objetivos distintos, bem como a mesclagem de técnicas distintas em relação às diversas dimensões do espaço de agrupamento pode trazer boas contribuições para a determinação dos melhores agrupamentos de dados.

Outro ponto recomendado para trabalhos futuros é a abordagem de tratamento de rótulos (informações não-numéricas) utilizando métricas de similaridade especiais, cujo resultado seria unitário para rótulos distintos e nulo para rótulos iguais. A vantagem do uso deste tipo de métrica é a manutenção da dimensão do espaço e a desvantagem é a necessidade de utilização de métricas específicas para cada dimensão do espaço.

A deformação do espaço de agrupamento pode trazer informações úteis sobre a correlação entre causas (dimensões do espaço de agrupamento) e efeitos (qualidade dos agrupamentos no espaço de dispersão). Para permitir uma avaliação mais robusta desta deformação seria necessário que as dimensões do espaço de agrupamento que não se relacionassem de forma causal com as propriedades do espaço de dispersão fossem contraídas

pela técnica de otimização. Isso atualmente não está implementado e, se for feito, deve-se tomar o devido cuidado para evitar que o algoritmo de otimização não deixe de buscar soluções ótimas globais.

Não foi introduzida no processo de agrupamento, nem no processo de avaliação de incertezas das curvas representativas, a incerteza experimental da determinação das curvas de permeabilidade relativa. Este ponto é importante para a estimativa mais precisa da incerteza apresentada neste texto e é recomendável ser abordado em trabalhos futuros.

Também foram citadas no texto possíveis aplicações desta metodologia em outros problemas relacionados ou não com a avaliação de reservatórios. Estas aplicações teriam que ser validadas em trabalhos futuros, corroborando ou não com a avaliação inicial da aplicabilidade da técnica.

A adaptação de técnicas de redes neurais com aprendizagem por reforço para a solução do problema abordado nesta tese também é uma linha de trabalho com bom potencial de sucesso. Apesar da desvantagem citada no texto, é possível que, por outro lado, esta técnica tenha vantagens em eficiência e eficácia sobre a proposta atual. Apenas a implementação desta nova versão desta técnica poderia responder estas questões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdallah, W. et al., 2007. Fundamentals of Wettability. *Oilfield Review*, 19(Summer), pp. 44-61.
- Aghchelou, M., Nabi-Bidhendi, N. & Shahvar, M., 2012. *Lithofacies Estimation by Multi-Resolution Graph-Based Clustering of Petrophysical Well Logs: Case Study of South Pars Gas Field of Iran*. Abuja, Nigeria, Society of Petroleum Engineers.
- Amaefule, J. et al., 1993. *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*. Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers.
- Anderson, W., 1986. Wettability Literature Survey - Part 2: Wettability Measurement. *Journal of Petroleum Technology*, Novembro, pp. 1246-1262.
- Archie, G., 1950. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. May, 34(5), pp. 943-961.
- Arthur, D. & Vassilvitskii, S., 2007. *k-means++: the advantages of careful seeding*. s.l., s.n., pp. 1027-1035.
- Aziz, K. & Settari, A., 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. 1a ed. London, England: Applied Science Publishers LTD.
- Bagirov, A. M. & Yearwood, J., 2006. A new nonsmooth optimization algorithm for minimum sum-of-squares clustering problems. *European Journal of Operational Research*, Issue 170, pp. 578-596.
- Bandyopadhyay, S. & Maulik, U., 2002. An evolutionary technique based on k-means algorithm for optimal clustering in Rn. *Information Sciences*, Issue 146, pp. 221-237.
- Barker, J. & Thibeau, S., 1997. A Critical Review of the Use of Pseudorelative Permeabilities for Upscaling. *SPE Reservoir Engineering*, Maio, pp. 138-143.
- Batchelor, G., 1967. *An Introduction to FLUID DYNAMICS*. Londres: Cambridge University Press.
- Bear, J., 1988. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. New York: Dover.
- Belisário, R., 2003. *A ciência e a presença humana no litoral*, s.l.: s.n.
- Berg, R., 1970. Method for Determining Permeability From Reservoir Rock Properties. *Transactions Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, Volume XX, pp. 303-317.

Biondi Neto, L., Coelho, P., de Mello, M. & Amaral, J., 2006. *Mapa de Kohonen no Agrupamento com Base no Consumo de Energia Elétrica dos Municípios do Rio de Janeiro*. Goiania, GO, s.n.

Blunt, M., 2014. *Reservoir Engineering - Lecture Notes*. s.l.:s.n.

Boback, P., 2006. Henry Darcy in his own words. *Hydrogeology Journal*, 14(Março), pp. 998-1004.

Brown, G., 2005. *Henry Darcy and His Law*. [Online] Available at: <http://biosystems.okstate.edu/darcy/> [Acesso em 19 Novembro 2012].

Buckley, S. & Leverett, M., 1942. Mechanism of fluid displacement in sands. *Trans. AIME*, Issue 146, pp. 107-116.

Carman, P., 1937. Fluid flow through granular beds. *Transactions of the Institution of Chemical Engineers*, Volume 15, pp. 150-166.

Carman, P., 1956. *Flow of gases through porous media*, Issue 3, p. 22.

Catuneanu, O. et al., 2008. Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*.

Chehrizi, A. & Rezaee, R., 2012. A systematic method for permeability prediction, a Petro-Facies approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Janeiro, Issue 82-83, pp. 1-16.

Christie, M. & Blunt, M., 2001. *Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques*. Houston - TX, Society of Petroleum Engineers, pp. 308-317.

Chuang, L.-Y., Hsiao, C.-J. & Yang, C.-H., 2011. Chaotic particle swarm optimization for data clustering. *Expert Systems with Applications*, Issue 38, pp. 14555-14563.

Corey, A. T., 1954. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. *Producers Monthly*, Nov, Issue 19, pp. 38-41.

Correa, M., 2006. *Métodos de Elementos Finitos Estabilizados para Escoamentos de Darcy e de Stokes-Darcy Acoplados [Tese de Doutorado]*, Petrópolis: s.n.

Crotti, M. & Cobeñas, R., 2001. *Scaling Up of Laboratory Relative Permeability Curves. An Advantageous Approach Based on Realistic Average Water Saturations*. Buenos Aires, s.n.

Crotti, M. & Cobeñas, R., 2003. *Upscaling of Relative Permeability Curves for Reservoir Simulation: An Extension to Areal Simulations Based on Realistic Average Water Saturations*. Port-of-Spain, Trindade, s.n.

- Dake, L. P., 2001. *The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition)*. s.l.:Elsevier Science .
- Darcy, H., 1856. *Les Fontaines Publiques de La Ville de Dijon*. Paris: Victor Dalmont.
- Darcy, H., 2004. *The Public Fontains of the City of Dijon*. Dubuque: Kendall Hunt Publishing Co..
- de Almeida, W. G., 2009. *Métodos Heurísticos para o Problema de Localização de Concentradores [dissertação de mestrado]*, São José dos Campos: s.n.
- de Berg, M., Cheong, O., van Kreveld, M. & Overmars, M., 2008. *Computational Geometry: Algorithms and Applications*. 3a. ed. s.l.:Springer-Verlag.
- Desouky, S., 2003. *Predicting Permeability in Un-Cored Intervals/Wells Using Hydraulic Flow Unit Approach*. Ravenna, Italy, s.n.
- Deza, M. M. & Deza, E., 2009. *Encyclopedia of Distances*. 1a ed. Berlin - Germany: Springer.
- Dias Marques, J. B., 2008. *Tópicos Gerais de Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Salvador: UP - Universidade Petrobras.
- DiCiccio, T. & Efron, B., 1996. Bootstrap Confidence Intervals. *Statistical Science*, 11(2), pp. 189-228.
- Dragomir, O., Dragomir, F. & Radulescu, M., 2014. Matlab Application of Kohonen Self-Organizing Map to Classify Consumers' Load Profiles. *Procedia Computer Science*, Issue 31, pp. 474-479.
- Draper, N. & Smith, H., 1998. *Applied Regression Analysis*. 3a ed. New York: Wiley-Interscience.
- Fancher, G., 1956. Henry Darcy - Engineer and Benefactor of Mankind. *Journal of Petroleum Technology*, pp. 12-14.
- Fang, L., Chen, P. & Liu, S., 2007. *Particle Swarm Optimization with Simulated Annealing for TSP*. Ilha Corfu, Grecia, s.n.
- Faria, G. & Romero, R., 2002. Navegação de robôs móveis utilizando aprendizado por reforço e lógica fuzzy. *Revista de Controle e Automação*, Dezembro, 13(3), pp. 219-230.
- Finol, J., Romero, C. & Valbuena, J., 2002. *Adaptive Fuzzy Clustering for Efficient Segmentation of Wellbore Resistivity Images*. San Antonio, TX, Society of Petroleum Engineers.

- Fogel, L., Owens, A. & Walsh, M., 1966. *Artificial Intelligence through Simulated Evolution*. s.l.:John Wiley.
- Forgy, E., 1965. Cluster analysis of multivariate data: efficiency versus interpretability of classifications. *Biometrics*, Issue 21, pp. 768-769.
- Fournier, F., Fabre, G. & Aug, C., 2013. *Integrated Rock-typing with Capillary Pressure Curve Clustering*. Bahrain, Society of Petroleum Engineers.
- Freeze, R. A., 1994. Henry Darcy and the Fountains Of Dijon. *Ground Water*, 32(1), pp. 23-30.
- Godin, N., Huguet, S. & Gaertner, R., 2005. Integration of the Kohonen's self organizing map and k-means algorithm for the segmentation of the AE data collect during tensile tests on cross-ply composites. *NDT&E international*, Issue 38, pp. 299-309.
- Gronau, I. & Moran, S., 2006. Optimal implementations of UPGMA and other common clustering algorithms. *Information Processing Letters*, Issue 104, pp. 205-210.
- Gronau, I. & Moran, S., 2007. Optimal implementations of UPGMA and other common clustering algorithms. *Information Processing Letters*, 104(July), pp. 205-210.
- Guedes, S. & Schiozer, D., 1999. *An Implicit Treatment of Upscaling in Numerical Reservoir Simulation*. Houston, TX, Society of Petroleum Engineers, pp. 2-9.
- Gunter, G., Finnerman, J., Hartmann, D. & Miller, J., 1997. *Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*. San Antonio, Texas, Society of Petroleum Engineers.
- Guo, G. et al., 2005. *Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin*. Dallas, Texas, Society of Petroleum Engineers.
- Gurtin, N. E., 1981. *An Introduction to Continuum Mechanics*. New York: Academic Press.
- Hale, R. & Dougherty, D., 1988. Differences Between Ward's and UPGMA Methods of Cluster Analysis: Implications for School Psychology. *Journal os School Psychology*, 26(1988), pp. 121-131.
- Hamon, G. & Benes, M., 2004. Two-Phase Flow Rock-Typing: Another Approach. *Petrophysics*, 45(No.5 (Setembro-Outubro)), pp. 433-444.
- Hamzaban, M. & Memarian, H., 2008. *Determination of Relationship Between Drilling Parameters by Clustering Techniques*. Tehran, Iran, International Society for Rock Mechanics, pp. 1401-1410.

- Haykin, S., 2001. *Redes Neurais, Princípios e Prática*. 2a ed. Porto Alegre(RS): Bookman.
- Hearn, C., 1971. Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves. *Journal of Petroleum Technology*, July.
- Heinen, M. et al., 2013. *Controle Inteligente de Semáforos Utilizando Redes Neurais Artificiais com Funções de Base Radial*. Frederico Westphalen - RS, s.n., pp. 38-45.
- Honarpour, M., Koederitz, L. & Harvey, A. H., 1986. *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. Boca Raton, Florida: CRC Press, Inc..
- Hubbert, M. K., 1940. The Theory of Ground-Water Motion. *The Journal of Geology*, Novembro-Dezembro, XLVIII(8), pp. 785-944.
- Jaedong Lee, E. K. M. G. K., 1996. Analytical Upscaling of Permeability for 3D Gridblocks. *SPE Journal*, March, pp. 59-68.
- Jain, A., 2009. Data Clustering: 50 years beyond K-means. *Pattern Recognition Letters*.
- Johnson, E., Bossler, D. & Nauman, V., 1959. Calculation of Relative Permeability from Displacements Experiments. *Petroleum Transactions, AIME*, Volume 216, pp. 370-372.
- Jones, S. C., 1972. A Rapid and Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter. *SPE Journal*, October, 12(5), pp. 383-397.
- Jones, S. & Roszelle, W., 1978. Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments. *Journal of Petroleum Technology*, May, 30(5), pp. 807-817.
- Kang, S., 2014. *A Model Segmentation from Spectral Clustering: New Zonation Algorithm and Application to Reservoir History Match*. Amsterdam, Netherlands, Society of Petroleum Engineers.
- Katsumi Niyama, J., Ribeiro Moreira, J. & Botelho de Aquino, D. R., 2006. Estudo Comparativo dos Critérios de Mensuração das Reservas Provadas, segundo SPE/WPC e SEC: O caso da Petrobras. *Revista de Contabilidade do Mestrado em Ciências Contábeis da UERJ*, Dezembro, 11(2), pp. 1-14.
- Kazemi, A., Corbett, P., Land, C. & Wood, R., 2012. *Modelling PODS of petrophysical rock types in a carbonate gas condensate field for dynamic calibration of a matrix-only reservoir model*. Copenhagen, s.n.
- Kazemi, A., Corbett, P. & Wood, R., 2012. *New approach for geomodeling and dynamic calibration of carbonate reservoirs using porosity determined system (PODS) derived from modelling the Algerita Escarpment, New Mexico*. Copenhagen, s.n.

- Kazemi, A., Shaikhina, D., Pickup, G. & Corbett, P., 2012. *Comparison of Upscaling Methods in a Heterogeneous Carbonate Model*. Copenhagen, Society of Petroleum Engineers, pp. 1-9.
- Klein, G., 2002. *Gerenciamento de Reservatório de Petróleo (Projeto de Fim de Curso)*, Rio de Janeiro: s.n.
- Kozeny, J., 1927. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. *Sitzungsber Akad. Wiss*, 136(2a), pp. 271-306.
- Kruskal, J., 1964. Multidimensional scaling by optimizing goodness of fit to a non metric hypothesis. *Psychometrika*, 29(March), pp. 1-27.
- Kuo, R. & Lin, L., 2010. Application of a hybrid of genetic algorithm and particle swarm optimization algorithm for order clustering. *Decision Support Systems*, Issue 49, pp. 451-462.
- Kuo, R., Syu, Y., Chen, Z.-Y. & Tien, F., 2012. Integration of Particle Swarm Optimization and Genetic Algorithm for Dynamic Clustering. *Information Sciences*, Issue 195, pp. 124-140.
- Kuo, R., Wang, H., Hu, T. & Chou, S., 2005. Application of Ant K-Means on Clustering Analysis. *Computers & Mathematics with applications*, Issue 50, pp. 1709-1724.
- Landim, P. M. B., 2004. *Análise Estatística Multivariada de Dados Geológicos*, Rio Claro: s.n.
- Liu, M. & Chen, Z., 1989. A new Numerical Method of Simulating Two-Dimensional Two-Phase Flow Through Media With Single and Double Porosity. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, April, 28(2), pp. 106-112.
- Liu, S., Spain, D. R. & Dacy, J. M., 2012. *Beyond Volumetrics - Petrophysical Characterization Using Rock Types To Predict Dynamic Flow Behavior In Tight Gas Sands*. Cartagena, Columbia, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA).
- Liu, X. & Ortoleva, P., 1996. *A General-Purpose, Geochemical Reservoir Simulator*. Denver, Colorado, EUA, SPE, pp. 211-222.
- Lloyd, S. P., 1982. Least Squares Quantization in PCM. *IEEE Transactions on Information Theory*, IT-28(2), pp. 129-137.
- Lozano, S., Guerrero, F., Onieva, L. & Larrañeta, J., 1996. Kohonen maps for solving a class of location-allocation problems. *European Journal of Operational Reserach*, Novembro, Volume 108, pp. 106-117.
- MacQueen, J. B., 1967. *Some Methods for classification and Analysis of Multivariate Observations*. California, University of California Press, pp. 281-297.

- Mahalanobis, P., 1936. On the generalised distance in statistics. *Proceedings of the National Institute of Sciences of India*, Volume II, pp. 49-54.
- Malik, M. & Lake, L., 1997. *A Practical Approach to Scaling-Up Permeability and Relative Permeabilities in Heterogeneous Permeable Media*. Long Beach - CA, Society of Petroleum Engineers, pp. 485-500.
- Maslennikova, Y., 2013. *Permeability Prediction Using Hybrid Neural Network Modelling*. New Orleans, LA, Society of Petroleum Engineers.
- Massarini, G., 2002. *Fluidodinâmica em Sistemas Particulados*. Rio de Janeiro: e-papers.
- Mohr, A. & Porter, T., 2008. *Applications of Chromatic Polynomials Involving Stirling Numbers*, Carbondale: s.n.
- Mok, P., Huang, H., Kwok, Y. & Au, J., 2012. A robust adaptive clustering analysis method for automatic identification of clusters. *Pattern Recognition*, Issue 45, pp. 3017-3033.
- Neuman, S., 1977. Theoretical Derivation of Darcy's Law. *Acta Mechanica*, Volume 25, pp. 153-170.
- Neves, L., 2012. *Notas de Aula do curso de Tecnologia e Processamento de Petróleo e Gás Natural*, Rio de Janeiro: s.n.
- Nickerson, R. & Tuttle, S., 2000. *Lower Exploration Risk - Using a maximum likelihood and AVO analysis*. Calgary, Alberta, Society of Exploration Geophysicists.
- Paterlini, S. & Krink, T., 2006. Differential Evolution and Particle Swarm Optimization in Partitional Clustering. *Computational Statistics & Data Analysis*, Issue 50, pp. 1220-1247.
- Perez, H. H., Datta-Gupta, A. & Mishra, S., 2005. The Role of Electrofacies, Lithofacies, and Hydraulic Flow Units in Permeability Predictions from Well Logs: A Comparative Analysis Using Classification Trees. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, April, pp. 143-155.
- Perez, R., 2010. *Application of LMR Inversion And Clustering Analysis In the Barnett Shale*. Denver, Colorado, Society of Exploration Geophysicists, pp. 2236-2239.
- Porras, J., Barbato, R. & Khazen, L., 1999. *Reservoir Flow Units: A Comparison Between Three Different Models in the Santa Barbara and Pirital Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin*. Caracas, Venezuela, SPE.
- Rabiller, P., Leduc, J. & Ye, S., 2001. *The Iterative Use Of Clustering And Modeling To Improve Permeability Prediction*. Houston, TX, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Rabiller, P. & Thevoux-Chabuel, H., 2003. *Clustering Resistivity Ratios for Saturation Evaluation and Improved Permeability and Facies Predictions*. Galveston, TX, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Rebele, M., Umbhauer, F. & Poli, E., 2009. *Pore To Grid Carbonate Rock-Typing*. Qatar, s.n.

Rebelle, M. & Lalanne, B., 2014. *Rock-typing in Carbonates: A Critical Review of Clustering Methods*. Abu Dhabi, SPE.

Rosa, A., Carvalho, R. & Xavier, J., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.

Rosa, A. J., Carvalho, R. d. S. & Xavier, J. A. D., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 1a ed. Rio de Janeiro: Interciência.

Rushing, J., Newsham, K. & Blasingame, T., 2008. *Rock Typing — Keys to Understanding Productivity in Tight Gas Sands*. Keystone, Colorado, USA, s.n.

Schlumberger, 1991. *Log Interpretation: Principles and Applications*. 7° ed. Texas: Schlumberger.

Schlumberger, 2012. *Petrel Geology and Geological Modeling*, s.l.: s.n.

Sen, P., Straley, C., Kenson, W. & Whittingham, M., 1990. Surface-to-volume ratio, charge density, nuclear magnetic relaxation, and permeability in clay-bearing sandstones. *Geophysics*, Janeiro, 55(1), pp. 61-69.

Sharma, S., Carrillat, A. & Friedel, T., 2011. *An Effective Approach for Automatic Rock-Typing and Calibration Using Single-Well Models*. Bangkok, Thailand, s.n.

Shehata, A., El-Banbi, A. & Sayyouh, M., 2012. *Proper Selection of Upscaling Techniques for Different Production Processes*. Cairo, Society of Petroleum Engineers, pp. 1-15.

Shieh, H., Kuo, C. & Chiang, C., 2011. Modified Particle Swarm Optimization Algorithm With Simulated Annealing Behavior and its Numerical Verification. *Applied Mathematics and Computation*, 15 Dezembro, 218(8), pp. 4365-4383.

Silva Neto, . A. & Becceneri, J., 2012. *Técnicas de inteligência computacional inspiradas na natureza: aplicação em problemas inversos em transferência radiativa*. São Carlos(SP): SBMAC – Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional.

Solano, N., Clarkson, C., Krause, F. & Aquino, S., 2013. On the Characterization of Unconventional Oil Reservoirs. *CSEG Recorder*, April, 38(4), pp. 42-47.

- Spearing, M., Allen, T. & McAulay, G., 2001. *Review of the Winland R35 Method for Net Pay Definition and its Application in Low Permeability Sands*. s.l., Society of Petroleum Engineers.
- Stone, T. W. et al., 2003. *Coupled Geomechanical Simulation of Stress Dependent Reservoirs*. Houston, Texas, USA, SPE.
- Student, 1908. The Probable Error of a Mean. *Biometrika*, VI(1), pp. 1-25.
- Sun, J. et al., 2012. Gene expression data analysis with the clustering method based on an improved quantum-behaved Particle Swarm Optimization. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, Issue 25, pp. 376-391.
- Sutton, R., 1984. *Temporal Credit Assignment in Reinforcement Learning (Tese de PhD)*, Massachusetts: s.n.
- Sutton, R. & Barto, A., 2005. *Reinforcement Learning: An Introduction*. Massachusetts: The MIT Press.
- Tokmechi, B., Memarian, H., Noubari, H. & Moshiri, B., 2008. *Joint Study Based on K-Means Clustering, Asmari Formation, South West Iranian Oil Fields*. Tehran, Iran, International Society for Rock Mechanics, pp. 1303-1308.
- Triggia, A. et al., 2001. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
- Ward Jr., J. H., 1963. Hierarchical Grouping to Optimize an Objective Function. *Journal of the American Statistical Association*, 58(301 (March, 1963)), pp. 236-244.
- Xingfang, L. et al., 2011. *PSO-based Multi-attribute Dynamic Clustering Technology And Its Application*. San Antonio, TX, Society of Exploration Geophysicists, pp. 1913-1917.
- Yao, Z. & Wu, L., 1990. *Interactive Pattern Recognition Approach to Lithological Interpretation with a New Clustering Algorithm*. San Francisco, CA, Society of Exploration Geophysicists, pp. 325-327.
- Zhang, P., Pickup, G. & Christie, M., 2008. A New Practical Method for Upscaling in Highly Heterogeneous Reservoirs Models. *SPE Journal*, Março, pp. 68-76.

APÊNDICE A

DADOS E RESULTADOS DOS CONJUNTOS TESTADOS

Este apêndice contém as propriedades petrofísicas e litológicas das amostras analisadas, listadas na Tabela A.1 como parâmetros de agrupamento (“Agrup.”) e parâmetros de dispersão (“Disp.”).

A porosidade da amostra analisada é representada por ϕ , e a permeabilidade absoluta por k_{abs} . O S_{wi} , como comentado anteriormente, é a saturação de água inicial, condição em que a água contida no meio poroso é imóvel por efeitos capilares ou por descontinuidade, isto é, por não estar isolada da entrada e da saída do meio poroso por outros fluidos. A permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água inicial é representada por $k_{ro}@S_{wi}$ e a permeabilidade à água na saturação de óleo residual por $k_{rw}@S_{or}$, onde S_{or} é a saturação de óleo residual, condição em que óleo não é mais removido do meio poroso, ao menos pelo deslocamento primordialmente viscoso imposto na determinação das curvas de permeabilidade relativa.

Tabela A.1 – Dados de amostras e parâmetros de agrupamento e de forma (para avaliação da dispersão) utilizados nos testes apresentados neste texto.

Amostra	Kabs (mD)	ϕ (%)	Lito fácies	Krw@Sor (fr)	Kro@Swi (fr)	Sor (%)	Swi (%)	Krw/Kro (fr)	Som (%)	Delta_Cross_Sw (%)	Cros_Kr_ADM (fr)	FZI (μ m)	Grupo FZI	Grupo WPGM	Grupo WPGM OTM	Grupo Pearson OTM	Agrup.*	
																	Disp.	Disp.
1	299,2	13,6	1	0,441	1	37,8	24,9	0,441	37,4	16,1	0,158	9,36	2	1	2	2		
2	147	14,2	1	0,153	0,384	34,2	30,3	0,398	35,5	10,9	0,188	6,1	1	1	2	2		
3	164	15,9	1	0,194	0,388	32,6	28,8	0,499	38,6	12,1	0,196	5,33	1	1	2	2		
4	241	12,4	1	0,131	0,31	29,4	32,9	0,421	37,7	7	0,093	9,78	2	1	2	2		
5	9,91	12,3	2	0,307	0,695	21,7	30,6	0,442	47,8	19,7	0,136	2,01	1	2	1	1		
6	71,4	21,8	3	0,249	0,479	24,6	26,3	0,52	49,2	24,4	0,166	2,04	1	2	3	1		
7	155	12,7	3	0,395	0,739	34,9	26,7	0,535	38,4	9,3	0,157	7,54	1	1	3	1		
8	182	12	1	0,332	0,599	37,2	19,5	0,554	43,3	13,9	0,155	8,97	2	1	2	2		
9	39,4	10,9	3	0,192	0,17	30,2	24,3	1,131	45,4	11,6	0,161	4,88	1	2	3	1		
10	47,3	15,7	2	0,189	0,469	41,3	19,2	0,403	39,5	18,4	0,128	2,93	1	2	1	1		
11	555	15,5	1	0,207	0,525	41,1	21,9	0,394	37	14,5	0,125	10,24	2	1	2	2		
12	108	8,9	1	0,489	0,717	36,7	13,1	0,682	50,2	31,3	0,111	11,2	2	1	2	2		
13	26	11,1	2	0,271	0,456	38,6	9,2	0,594	52,2	30,7	0,081	3,85	1	2	1	1		

Amostra	Kabs (mD)	ϕ (%)	Litofácies	Krw@Sor (fr)	Kro@Swi (fr)	Sor (%)	Swi (%)	Krw/kro (fr)	Som (%)	Delta_Cross_Sw (%)	Cros_Kr_ADIM (fr)	FZI (um)	Grupo FZI	Grupo WPGM	Grupo WPGM OTM	Grupo Pearson OTM
			Agrup.*				Disp.	Disp.	Disp.	Disp.	Disp.	Agrup.	424	453	425	444
14	766	10,2	1	0,157	0,737	32,5	8,1	0,213	59,4	41,5	0,075	23,96	3	3	2	3
15	481	17,8	2	0,328	0,586	28,4	12,9	0,56	58,7	33,6	0,067	7,54	1	1	1	1
16	85,7	16,3	2	0,572	0,849	32,3	23,9	0,674	43,8	10,5	0,196	3,7	1	2	1	1
17	4	14	4	0,116	0,116	25,4	30	1	44,6	13,1	0,214	1,03	1	2	1	1
18	1157	14,5	1	0,421	1	23,2	29,8	0,421	47	22,4	0,145	16,54	3	3	2	3
19	34,6	9,7	1	0,275	0,919	23,6	39,5	0,299	36,9	11,1	0,12	5,52	1	1	2	2
20	1,9	9,3	2	0,058	0,037	17,4	31,3	1,568	51,3	21,3	0,162	1,38	1	2	1	1
21	135	6,8	3	0,412	0,978	23,9	32,8	0,421	43,3	10,6	0,146	19,18	3	3	3	3
22	52,6	17	2	0,183	0,613	19,3	25,3	0,299	55,4	18,9	0,11	2,7	1	2	1	1
23	392	21,7	2	0,157	0,692	30,9	15,6	0,227	53,5	18,8	0,074	4,82	1	2	1	1
24	35,2	13,7	2	0,317	0,84	29,1	32,5	0,377	38,4	20,7	0,126	3,17	1	2	1	1
25	330	9,7	1	0,383	1	46,8	15,1	0,383	38,1	19,1	0,128	17,05	3	3	2	3
26	11,7	10,5	2	0,085	0,464	43	33,4	0,183	23,6	10,1	0,082	2,83	1	2	1	1
27	25,4	15,4	2	0,282	0,254	18,8	30,4	1,11	50,8	13,3	0,218	2,22	1	2	1	1
28	737,9	21,1	2	0,175	0,5	43,6	20,3	0,35	36,1	11,4	0,111	6,94	1	1	1	1
29	499,2	20	2	0,231	0,523	39,3	25,9	0,442	34,8	10,7	0,113	6,27	1	1	1	1
30	335	12	1	0,252	0,485	47,6	21,9	0,52	30,5	10,2	0,185	12,17	2	1	2	2
31	694	15,7	2	0,164	0,548	38,3	22,9	0,299	38,8	15,8	0,09	11,21	2	1	1	3
32	65,3	11,1	2	0,115	0,374	30,2	34	0,307	35,8	16,1	0,17	6,1	1	1	1	1
33	40,7	8,6	1	0,153	0,658	21,6	31,4	0,233	47	19,1	0,139	7,26	1	1	2	2
34	43,3	11,2	2	0,261	0,849	48,4	12,1	0,307	39,5	14,9	0,065	4,9	1	2	1	1
35	128	9,5	2	0,327	0,555	26,8	31,2	0,589	42	14,3	0,12	10,98	2	1	1	3
36	16,5	10,6	3	0,259	0,454	18,4	26,5	0,57	55,1	22,7	0,205	3,3	1	2	3	1

Na segunda linha são descritos como os parâmetros foram utilizados nos espaços de agrupamento e dispersão e o número da otimização relativo ao resultado escolhido.

* No caso do processo de agrupamento FZI, apenas o FZI foi utilizado no espaço de agrupamento.

APÊNDICE B

CÁLCULO DA DISTÂNCIA ENTRE CENTROIDES DOS GRUPOS

As fórmulas utilizadas na literatura para a atualização da tabela de distâncias entre grupos ponderada (UPGMA) e não-ponderada (WPGMA) é válida para o cálculo da distância dos centroides dos grupos em espaços unidimensionais, mas não são exatas em espaços de dimensões maiores. Este não é um erro, pois por definição estas medidas de distância entre os grupos (WPGMA e UPGMA) são realizadas pela média aritmética. A medição da distância entre os grupos pela distância entre os seus centroides é também uma possibilidade de métrica utilizada pelos critérios de ligação WPGMC (*Unweighted Pair-Groups Method using Centroids*) e UPGMC (*Weighted Pair-Groups Method using Centroids*)

Este apêndice contém a dedução das fórmulas utilizadas no código para o cálculo de distância entre um ponto (1, na Figura B.1) e um segundo ponto (ponto 4) colinear com outros dois pontos (2 e 3). Este cálculo é utilizado para que, após a formação de um grupo, o código não precise recalcular a tabela de distância (ou parte dela), mas simplesmente deduzir a distância ao novo ponto (d), a partir das três distâncias originais (a, b e c).

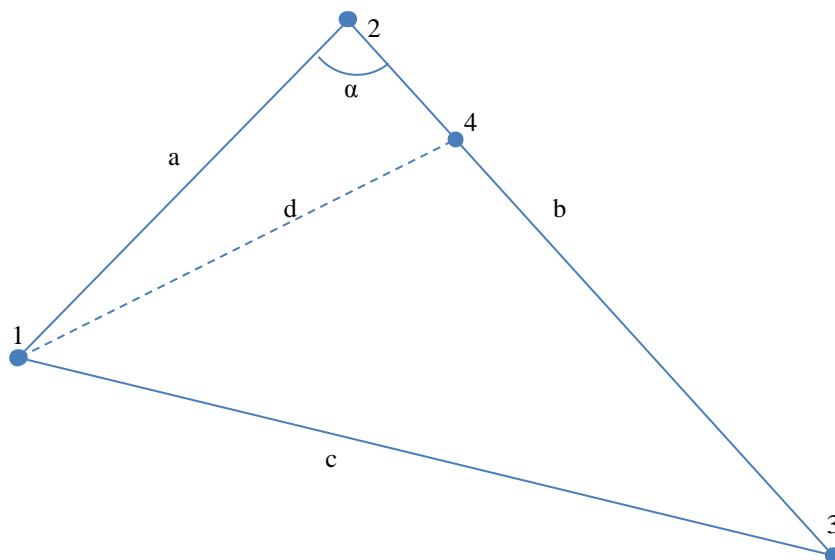


Figura B.1 – Distância entre Pontos. Fonte: Elaborada pelo autor.

A lei dos cossenos é uma generalização do teorema de Pitágoras para triângulos quaisquer e tem a forma,

$$c^2 = a^2 + b^2 - 2 \cdot a \cdot b \cdot \cos(\alpha), \quad (\text{B.1})$$

e vale tanto para o triângulo 1-2-3, como mostrada na equação (B.1) como para o triângulo 1-2-4, com a forma,

$$d^2 = a^2 + b_f^2 - 2 \cdot a \cdot b_f \cdot \cos(\alpha), \quad (\text{B.2})$$

onde b_f é o segmento 2-4.

Igualando o $\cos(\alpha)$ chega-se a:

$$\frac{a^2 + b_f^2 - d^2}{2 \cdot a \cdot b_f} = \frac{a^2 + b^2 - c^2}{2 \cdot a \cdot b}, \quad (\text{B.3})$$

que, pode ser usada para calcular a distância d, entre o ponto 1 e o ponto 4.

$$d^2 = a^2 \left(1 - \frac{b_f}{b}\right) + b_f(b_f - b) + c^2 \left(\frac{b_f}{b}\right) \quad (\text{B.4})$$

Caso o segmento 1-4 seja a mediana referente ao lado 2-3 do triângulo 1-2-3, neste caso,

$$b_f = \frac{b}{2}, \quad (\text{B.5})$$

e a fórmula se reduz à formula do comprimento das medianas dada pelo teorema de Apollonius.

$$d^2 = \frac{a^2}{2} - \frac{b^2}{4} + \frac{c^2}{2}, \quad (\mathbf{B.6})$$

A matriz de distâncias calculadas para os métodos hierárquicos UPGMC e WPGMC podem ser recalculadas utilizando, de modo mais genérico, a equação **(B.4)** ou, para o caso WPGMC, a equação **(B.6)**.

APÊNDICE C

ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS

Neste apêndice são discutidos os modelos e as equações usados para descrever o escoamento no meio poroso, desde a lei de Darcy, formulada empiricamente para escoamentos de água em leitos porosos, mas adequada posteriormente para escoamentos multifásicos com o conceito da permeabilidade relativa, passando pelas equações que modelam o comportamento da pressão no escoamento monofásico em reservatórios, a equação da difusividade e as equações usadas na simulação de escoamentos multifásicos em reservatórios.

A LEI DE DARCY

A Lei de Darcy para escoamentos monofásicos

O escoamento monofásico em meios porosos pode ser descrito pela equação de Navier-Stokes, no entanto, neste caso o problema teria que ser solucionado na escala de poros, o que é inviável para a avaliação de reservatórios.

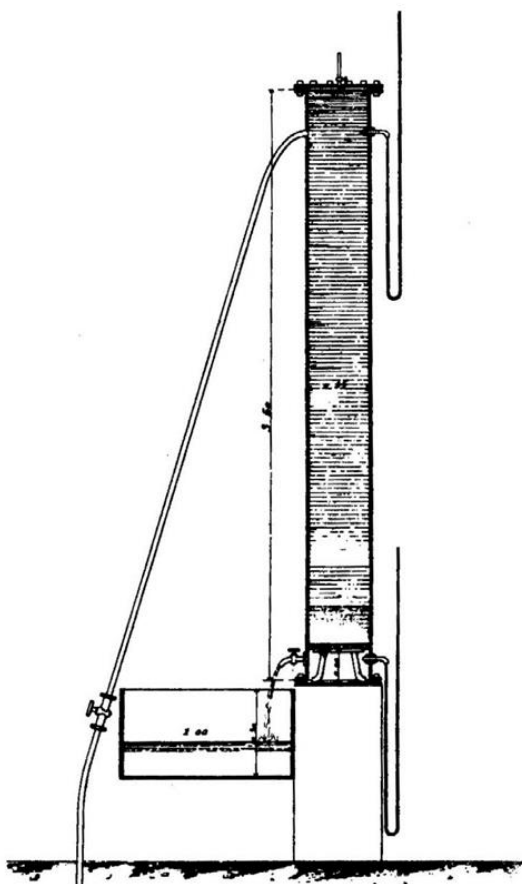


Figura C.1 – Esquema original do experimento de Darcy para escoamento de água em meio poroso (leito de areia filtrante). Fonte: FREEZE (1994)

Henry Darcy (Fancher, 1956), descrevendo experimento de filtração, como apresentado na Figura C.1, propôs, no apêndice D do seu livro sobre distribuição de água em Dijon (Darcy, 1856)⁹¹, uma correlação empírica para o balanço de quantidade de movimento de água escoando em um leito poroso vertical (Brown, 2005), dada por,

$$q = \frac{KA}{L}(h + L - h_0), \quad (\text{C.1})$$

onde q é a vazão volumétrica de água, A é a área da seção transversal, L é o comprimento do meio filtrante, h e h_0 são, respectivamente, a altura de coluna de água (pressão) na entrada e saída do meio filtrante e K é uma constante de proporcionalidade denominada condutividade hidráulica (Correa, 2006), dependente do fluido e do meio poroso.

⁹¹ O texto original de Darcy, escrito em Francês, foi recentemente traduzido por Patricia Bobeck (DARCY, 2004), que também escreveu um artigo (BOBECK, 2006) sobre o livro e sobre a vida de Henry Darcy.

Posteriormente verificou-se que esta correlação poderia modelar o escoamento monofásico de outros fluidos, em função da viscosidade destes (Honarpour, et al., 1986). Outra generalização importante da correlação apresentada por Darcy é o equacionamento apresentado de forma a modelar escoamentos em direções quaisquer⁹² (Bear, 1988), que pode ser escrito como

$$\mathbf{u} = -\frac{k\rho}{\mu}\nabla\varphi, \quad (\text{C.2})$$

onde k é a constante de permeabilidade, agora independente do fluido e dependente apenas do meio poroso⁹³, ρ é a massa específica e μ a viscosidade dinâmica do fluido, que escoam a uma velocidade média aparente \mathbf{u} .

A velocidade é denominada aparente pois a lei de Darcy considera a área total da região porosa, incluindo sólidos, não apenas a área aberta ao fluxo. A componente da velocidade aparente \mathbf{u} na direção s e dada por:

$$u_s = \frac{q_s}{A_s}, \quad (\text{C.3})$$

onde q_s é a vazão volumétrica que atravessa a fronteira de área total A_s incluindo regiões sólidas e vazios da matriz porosa. A velocidade aparente se relaciona com a velocidade média intersticial dos fluidos que atravessam a mesma fronteira, v_s , por:

$$v_s = \phi u_s, \quad (\text{C.4})$$

⁹² O sinal negativo na equação generalizada de Darcy indica que a velocidade \mathbf{u} tem sentido oposto ao gradiente do potencial φ

⁹³ A permeabilidade pode ser influenciada pelo fluido se este for capaz de alterar o meio poroso ou se o fluido for capaz de influenciar no escoamento em função do movimento intrínseco de suas moléculas, caso de fases gasosas a baixa pressão (efeito Klinkenberg, (JONES, 1972)). No caso do gás, cunhou-se o termo permeabilidade aparente para diferenciar a permeabilidade que é afetada pela pressão média do fluido, da permeabilidade absoluta, só dependente do meio poroso.

onde \emptyset representa a proporção de espaço vazio no meio poroso, conhecida em hidrologia como porosidade.

O termo φ na Eq. (C.2) designa um potencial escalar definido por HUBBERT (1940) como

$$\varphi \equiv \frac{p}{\rho} + gz, \quad (\text{C.5})$$

onde p é o campo de pressões, g é componente vertical da aceleração gravitacional e z é a distância vertical.

Outra forma bastante conhecida da lei de Darcy utiliza a pressão piezométrica P ⁹⁴, definida por

$$P(\mathbf{x}) = p(\mathbf{x}) + \int_{\mathbf{x}_{REF}}^{\mathbf{x}} \rho \mathbf{g} ds, \quad (\text{C.6})$$

No caso de fluidos incompressíveis a pressão piezométrica assume uma forma mais simples, dada por

$$P(\mathbf{x}) = p(\mathbf{x}) + \rho \mathbf{g} \cdot (\mathbf{x} - \mathbf{x}_{REF}). \quad (\text{C.7})$$

Ainda, caso a única força de corpo seja a força gravitacional, que só tem componente vertical,

$$P(\mathbf{x}) = p(\mathbf{x}) - \rho g \mathbf{e}_z \cdot (\mathbf{x} - \mathbf{x}_{REF}) = p(\mathbf{x}) + \rho g (z_g(\mathbf{x}) - z_g(\mathbf{x}_{REF})). \quad (\text{C.8})$$

Utilizando a pressão piezométrica, a equação de Darcy toma a seguinte forma:

⁹⁴ A definição da pressão piezométrica, dada pela equação (C.6), a torna função da posição do ponto de referência, no entanto, a equação de Darcy utiliza o gradiente da pressão piezométrica e, portanto, não é afetado por esta questão.

$$\mathbf{u} = -\frac{k}{\mu} \nabla P. \quad (\text{C.9})$$

A equação generalizada de Darcy (C.2) considera o meio poroso isotrópico e, portanto, passível de ser caracterizado por um escalar k . No entanto, o meio poroso é geralmente anisotrópico e assim tem permeabilidades distintas em função da direção. Neste cenário, o meio poroso deve ser caracterizado por um tensor \mathbb{K} , e a lei de Darcy assume a forma

$$\mathbf{u} = -\frac{\rho}{\mu} \mathbb{K} \nabla \varphi. \quad (\text{C.10})$$

Pode-se mostrar que o tensor \mathbb{K} é simétrico (Neuman, 1977) contendo as permeabilidades nas diversas direções (onde os subscritos indicam as direções ortogonais):

$$\mathbb{K} = \begin{bmatrix} k_x & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_y & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_z \end{bmatrix}. \quad (\text{C.11})$$

No tensor \mathbb{K} , os termos fora da diagonal modelam a interferência do meio poroso sobre a direção do escoamento. Mesmo sob ação de um gradiente do potencial em uma certa direção, o escoamento resultante pode ter uma direção distinta em função da anisotropia do meio poroso.

A lei de Darcy, apesar de ter sido obtida empiricamente, pode ser derivada da equação de Navier-Stokes por um processo formal de cálculo de médias⁹⁵ (Neuman, 1977). BATCHELOR (1967) também exhibe a lei de Darcy como sendo um caso especial da equação de Navier-Stokes para condições de escoamento lento, com baixo número de Reynolds,

$$Re \equiv \frac{\rho \delta v}{\mu} \ll 1, \quad (\text{C.12})$$

⁹⁵ Em relação ao escoamento em meio poroso, a equação de Darcy seria uma representação global (macro) e a equação de Navier-Stokes uma representação local (micro).

e meio poroso isotrópico⁹⁶. Na definição utilizada para o número de Reynolds, δ é um comprimento característico intersticial do meio poroso e v a velocidade intersticial.

MASSARINI (2002) apresenta uma dedução da lei de Darcy a partir da equação de Navier-Stokes, compatibilizando a representação mesoscópica (lei de Darcy) onde as interações intrínsecas do meio poroso são modeladas pela constante de permeabilidade (k) e a visão microscópica (Navier-Stokes) onde todas as interações entre o meio poroso e os fluidos devem ser modeladas no contorno. Esta dedução é apresentada no Apêndice D.

A extensão da Lei de Darcy para escoamentos multifásicos

Em reservatórios de petróleo geralmente existem pelo menos dois fluidos saturando o meio poroso (água e óleo, água e gás ou água, óleo e gás). Neste contexto é necessário definir uma propriedade que relacione constitutivamente forças e deslocamentos dos fluidos neste contínuo. Esta propriedade é a permeabilidade efetiva (associada à viscosidade do fluido). A equação constitutiva é uma extensão da Lei de Darcy Generalizada da Eq. (C.2) que pode ser escrita como

$$\mathbf{u} = -\frac{k_f}{\mu_f} \nabla(p_f + \rho_f g z), \quad (\text{C.13})$$

onde o índice f é relacionado a cada um dos fluidos presentes no meio poroso e k_f é denominada permeabilidade efetiva ao fluido f , que na sua forma adimensional é denominada permeabilidade relativa (k_{r_f}), definida pela expressão

$$k_{r_f} = \frac{k_f}{k_{REF}}, \quad (\text{C.14})$$

onde a permeabilidade de referência, k_{REF} , pode ser qualquer permeabilidade relacionada ao meio poroso em questão. Em geral, utiliza-se a permeabilidade absoluta ou a permeabilidade

⁹⁶ Neumann (NEUMAN, 1977) realiza a sua dedução sem impor a condição de isotropia; prova na sua dedução que o tensor de permeabilidades é simétrico.

efetiva ao óleo na saturação mínima de água, que geralmente é a permeabilidade efetiva máxima do meio poroso.

A extensão da Lei de Darcy para escoamentos multifásicos, mostrada na Eq. (C.13), que daqui em diante será chamada de Lei de Darcy Multifásica ou apenas Lei de Darcy, também é essencialmente empírica, mas também pode ser deduzida da equação de conservação de quantidade de movimento, de modo similar ao apresentado para o escoamento monofásico (Massarini, 2002). Esta extensão foi primeiramente proposta por MUSKAT e PERES *apud* BLUNT (2014)

A EQUAÇÃO DA DIFUSIVIDADE

A equação da difusividade para escoamento em meio poroso é uma equação importante para avaliação de reservatório porque modela o comportamento da pressão no meio poroso onde apenas um fluido é móvel. Esta condição é bastante razoável para o início da produção de grande parte dos reservatórios de petróleo onde o óleo é o único fluido móvel.

A partir da equação de conservação de massa, na sua forma apropriada a meios porosos,

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0, \quad (\text{C.15})$$

é possível obter uma equação de difusividade para os fluidos do reservatório, que é essencialmente uma relação de pressão dos fluídos em função do tempo. O termo de variação temporal da massa no sistema, primeiro termo da equação (C.15), pode ser decomposto através da propriedade da operação de derivada da multiplicação,

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t}, \quad (\text{C.16})$$

e, utilizando a regra da cadeia e o conceito de compressibilidade do fluido, c ,

$$c \equiv \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}, \quad (\text{C.17})$$

pode-se escrever

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial p} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} = \rho c \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (\text{C.18})$$

Utilizando a regra da cadeia e o conceito de compressibilidade dos poros também conhecida como compressibilidade da formação,

$$c_f \equiv \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}, \quad (\text{C.19})$$

pode-se escrever o termo da variação temporal da porosidade na forma

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial \phi}{\partial p} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} = \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (\text{C.20})$$

Com a substituição das equações (C.20) e (C.18) no termo de variação temporal da massa no sistema, Eq. (C.16), temos

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \rho \phi (c_f + c) \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (\text{C.21})$$

A soma da compressibilidade dos fluidos, c , e da compressibilidade da formação, c_f , é geralmente denominada compressibilidade total, c_t .

Para avaliar o termo de fluxo pela fronteira da equação de balanço de massa, utilizando a regra da cadeia, pode-se escrever

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = \rho \nabla \cdot \mathbf{u} + \mathbf{u} \cdot \nabla \rho . \quad (\text{C.22})$$

À Eq. (C.22) pode ser aplicado o conceito de compressibilidade dos fluidos, neste caso escreve-se,

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = \rho (\nabla \cdot \mathbf{u}) + \rho c (\mathbf{u} \cdot \nabla p) . \quad (\text{C.23})$$

A velocidade \mathbf{u} pode ser substituída pela equação de Darcy, desconsiderando efeitos gravitacionais, o que resulta na forma

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = \rho \left(\nabla \cdot \left(\frac{k}{\mu} \nabla p \right) \right) + \rho c \left(\frac{k}{\mu} \nabla p \cdot \nabla p \right) \quad (\text{C.24})$$

para o termo de fluxo pela fronteira.

Caso k e μ sejam campos homogêneos, a Eq. (C.24) pode ser reescrita na forma

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = \frac{k}{\mu} \rho (\nabla^2 p + c (\nabla p)^2) . \quad (\text{C.25})$$

Com a substituição dos termos modificados de variação no volume, dados pela Eq. (C.21), e fluxo na fronteira, Eq. (C.25), na equação de conservação de massa, Eq. (C.15), chega-se a equação da difusividade,

$$\frac{\mu \phi c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla^2 p + c (\nabla p)^2 \quad (\text{C.26})$$

Muitas vezes o termo quadrático do gradiente de pressão é desprezado, por ser pequeno em função do pequeno gradiente ou da pequena compressibilidade dos fluidos envolvidos. Neste caso,

$$\frac{\mu\phi c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla^2 p, \quad (\text{C.27})$$

onde o termo $\frac{k}{\mu\phi c_t}$ é conhecido como constante de difusividade hidráulica, η .

A equação da difusividade é deduzida considerando a presença de um único fluido saturando o meio poroso, mas ela é válida para meios porosos saturados com mais de um fluido, desde que apenas um fluido seja móvel (Rosa, et al., 2006). Neste caso, a permeabilidade e viscosidade devem ser referentes ao fluido móvel e a compressibilidade dos fluidos é uma composição das compressibilidades individuais, c_f , em função proporção de cada um dos fluidos presentes S_f ,

$$c = S_o c_o + S_w c_w, \quad (\text{C.28})$$

SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO EM RESERVATÓRIOS

O escoamento em um meio poroso é governado por uma física bastante complexa, com interação entre fluidos, fluidos e rocha, condições do ambiente e suas consequências sobre a rocha e fluido, incluindo mudanças composicionais nestes. Costuma-se pensar que o escoamento no reservatório se resume à interação entre dois ou três fluidos (água, óleo e talvez gás), mas o cenário real é mais complexo. O óleo é composto de uma mistura complexa de hidrocarbonetos de diversas composições moleculares além de possuir outros componentes dissolvidos. A água também não é pura, possui sais e gases em solução. Além disso, a água injetada tem componentes distintos da água presente no reservatório, podendo inclusive ser “projetada” para cumprir tarefas específicas no reservatório. Todos os fluidos, óleo, água e gás, podem variar de composição em função da profundidade ou em um mesmo horizonte no reservatório em função de condições de equilíbrio locais.

Apesar da complexidade intrínseca, nem sempre é possível ou necessário modelar e simular o escoamento em toda a sua complexidade. Dependendo das características dos fluidos e da rocha do reservatório pode ser suficiente modelar o sistema como sendo composto por uma rocha portadora de dois ou três fluidos que não interagem entre si com modificações de suas propriedades.

Os principais modelos de simulação se dividem em volumétrico (conhecido na indústria de petróleo como “*black-oil*”) e composicional (Dias Marques, 2008). O modelo volumétrico considera que as diversas fases presentes no reservatório são constituídas de uma única fase e não mudam de composição ao longo da simulação. Este modelo, porém, admite que estes fluidos tenham comportamentos distintos em função de características locais como pressão e temperatura. O modelo composicional permite atribuir aos fluidos presentes múltiplos componentes, permitindo também que suas composições sejam alteradas ao longo da simulação, com componentes trocando de fase.

Além destes modelos principais existem diversos outros modelos que adicionam complexidade ao problema para lidar com situações mais específicas, tais como, modelos geoquímicos (Liu & Ortoleva, 1996), que avaliam a interação entre os fluidos e a rocha com modificação das características de ambos, modelos geomecânicos (Stone, et al., 2003), que

avaliam como o escoamento influencia nas tensões mecânicas atuantes no meio poroso e vice-versa, modelos térmicos (Rosa, et al., 2006), que estão preocupados com a influência que variações de temperatura no reservatório têm sobre o escoamento e vice-versa e modelos de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade (Liu & Chen, 1989), que incorporam efeitos de heterogeneidade matriz-matriz ou matriz-fratura à simulação de escoamento.

Neste texto é adotado apenas o modelo volumétrico, pois este é suficiente para demonstrar a influência e a importância das curvas de permeabilidade relativa sobre o escoamento no reservatório e conseqüentemente sobre todo o projeto de exploração do reservatório. No modelo volumétrico as incógnitas são as saturações e pressões dos diversos fluidos envolvidos em cada ponto (célula) do reservatório. Como exemplo, no caso de um reservatório modelado com três fluidos, óleo água e gás, existem seis incógnitas, três pressões e três saturações, em cada célula da malha. Para resolver o problema são utilizadas três equações de conservação de massa (uma para cada fluido) duas equações de pressão capilar (um para cada par de fluidos, sendo a terceira dependente) e uma equação de balanço volumétrico entre os fluidos presentes.

Como descrito por AZIZ e SETTARI (1979), a lei de Darcy, pode ser substituída na equação de conservação de massa de cada fluido⁹⁷, isto é,

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_f}{B_f} \right) + s_f = \nabla \cdot \left(\frac{k_f}{\mu_f B_f} \nabla P_f \right), \quad (\text{C.29})$$

onde o índice f indica cada um dos fluidos presentes no meio poroso, s é um termo fonte ou sumidouro de massa (por unidade de volume por unidade de tempo e representa o poço produtor ou injetor), P é a pressão piezométrica e B é o fator volume de formação, que é uma relação entre o volume do fluido na condição do reservatório, na posição sendo avaliada, $V_{f,RC}$, e a uma condição padrão, $V_{f,STD}$, isto é,

$$B_f \equiv \frac{V_{f,RC}}{V_{f,STD}}. \quad (\text{C.30})$$

⁹⁷ A equação de balanço de massa para o gás tem termos adicionais em função da fase gasosa presente dissolvida na fase oleosa. A equação completa da fase gasosa pode ser obtida na referência (AZIZ e SETTARI, 1979).

O óleo, no entanto, deve ser avaliado com um diferencial, pois ele contém gás em solução nas condições de reservatório que não estará na fase oleosa em condição de superfície, em função disto,

$$B_o \equiv \frac{(V_o + V_{dg})_{RC}}{V_{o,STD}}, \quad (\text{C.31})$$

onde V_{dg} é o volume de gás dissolvido no óleo nas condições de reservatório.

Apesar de cada fase ser equacionada independentemente das outras, a dependência entre os fluidos não é perdida pois a permeabilidade relativa e as equações de pressão capilar, modelam esta relação.

Completam o sistema de equações, as equações de pressão capilar:

$$P_{c_{o-w}} \equiv P_o - P_w, \quad (\text{C.32})$$

$$P_{c_{g-w}} \equiv P_g - P_w, \quad (\text{C.33})$$

$$P_{c_{g-o}} \equiv P_g - P_o, \quad (\text{C.34})$$

onde P_f é a pressão do fluido f e a diferença de pressão entre os fluidos é suportada pela pressão capilar, P_c , um reflexo da interação entre os fluidos e da afinidade deste com a rocha.

A equação de balanço volumétrico impõe uma restrição que pode ser escrita como

$$S_w + S_o + S_g = 1. \quad (\text{C.35})$$

Este sistema de equações é resolvido numericamente utilizando, em geral, método de diferenças finitas.

APÊNDICE D

DEDUÇÃO DA LEI DE DARCY A PARTIR DA EQUAÇÃO DE NAVIER-STOKES

A lei de Darcy também pode ser formalmente deduzida da equação de conservação de quantidade de movimento, em sua forma aplicável a escoamento em meios porosos, apresentada na Eq. (D.1), assim como a própria equação de Navier-Stokes. MASSARINI (2002) descreve detalhadamente a dedução em seu livro de fluidodinâmica em sistemas particulados. Na sequência transcrevo os passos principais.

A equação de quantidade de movimento,

$$\frac{d}{dt} \int_{V_m} \phi \rho \mathbf{v} dV = \int_{S_m} \mathbb{T} \cdot \mathbf{n} dS - \int_{V_m} \mathbf{m}^* dV + \int_{V_m} \phi \rho \mathbf{g} dV = 0, \quad (\text{D.1})$$

é a forma proposta por Massarani para modelar as interações internas ao meio poroso. Nesta equação, V_m e S_m são respectivamente o volume e a superfície material que comporta tanto o fluido como a matriz porosa, considerada para esta dedução como indeformável. A letra ϕ representa a porosidade ocupada pelo fluido presente no meio poroso, ρ é a massa específica do fluido, \mathbf{g} é a aceleração da gravidade e \mathbb{T} é o tensor de tensões que age sobre a fase fluida na fronteira do sistema com vetor normal \mathbf{n} .

No interior do volume material as forças de interação entre o fluido e o meio poroso, e no caso de escoamento multifásico, entre os fluidos, são modeladas como uma força de corpo \mathbf{m}^* .

Para o fluido, a interação com a superfície sólida do meio poroso se daria em função de uma força de superfície, mas como o volume material está sendo modelado como um contínuo que engloba a matriz porosa e o fluido, a interação entre esses é uma força interna (de corpo).

Neste ponto vale a comparação entre a modelagem das equações de Navier-Stokes e Darcy: Darcy seria uma equação mais macroscópica, homogeneizando o conjunto matriz porosa e fluido como um contínuo. Navier-Stokes lidaria com todas as interações intrínsecas ao modelo de Darcy como interações na fronteira do sistema, isto é, seria uma representação mais microscópica do fenômeno.

A força de interação entre o fluido e a matriz porosa, \mathbf{m}^* , é composta de uma componente cisalhante (resistiva, \mathbf{m}) e uma componente normal (o empuxo do fluido sobre a matriz porosa),

$$\mathbf{m}^* = \mathbf{m} - (1 - \phi)\rho\mathbf{g}. \quad (\text{D.2})$$

Utilizando o teorema de transporte de Reynolds e o teorema da divergência é possível deduzir a forma diferencial da equação da conservação de quantidade de movimento apresentada na Eq. (D.1):

$$\phi\rho\frac{D\mathbf{v}}{Dt} = \nabla \cdot \mathbb{T} - \mathbf{m} + \rho\mathbf{g}, \quad (\text{D.3})$$

onde $\frac{D}{Dt}$ é a derivada total, dada por

$$\frac{D}{Dt} \equiv \left(\frac{\partial}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \right). \quad (\text{D.4})$$

O tensor de tensões \mathbb{T} pode ser decomposto em uma parte isotrópica (responsável por efeitos de expansão e compressão) e uma parte anisotrópica (responsável por deformações isocóricas, isto é, sem variação de volume),

$$\mathbb{T} = \frac{1}{3}tr(\mathbb{T})\mathbb{I} + \mathbb{S}, \quad (\text{D.5})$$

onde \mathbb{I} é a matriz identidade e \mathbb{S} é a parte anisotrópica do tensor de tensões e, evidentemente,

$$\mathbb{S} \equiv \mathbb{T} - \frac{1}{3}tr(\mathbb{T})\mathbb{I}. \quad (\text{D.6})$$

A componente isotrópica é conhecida como pressão. Como usualmente consideramos a pressão positiva aquela que reduz o volume, o tensor de tensões assume a forma

$$\mathbb{T} = -p\mathbb{I} + \mathbb{S} . \quad (\text{D.7})$$

Substituindo a decomposição do tensor de tensões, mostrada na Eq. (D.7), na forma diferencial da equação de conservação de quantidade de movimento, Eq. (D.3), chega-se a seguinte equação:

$$\phi\rho\left(\frac{\partial\mathbf{v}}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla\mathbf{v}\right) = -\nabla p + \nabla \cdot \mathbb{S} - \mathbf{m} + \rho\mathbf{g} . \quad (\text{D.8})$$

As funções que descrevem \mathbf{m} e \mathbb{S} devem satisfazer a Segunda Lei da Termodinâmica, o princípio da invariância às mudanças de referencial e, no caso de meios isotrópicos, que é o caso da forma básica da Lei de Darcy, devem ser funções isotrópicas.

Obedecendo estas condições, empiricamente chega-se a seguinte forma de \mathbf{m} (Massarini, 2002):

$$\mathbf{m} = \frac{\mu}{k} \left[1 + \frac{c_m \rho \sqrt{k} \|\mathbf{u}\|}{\mu} \right] \mathbf{u} . \quad (\text{D.9})$$

onde c_m é um parâmetro que depende fatores estruturais da matriz poroso e \mathbf{u} é o vetor velocidade aparente, enquanto \mathbf{v} é a velocidade intersticial do fluido. Estas velocidades são relacionadas, como definido anteriormente para escalares, pela porosidade. Isto é,

$$\mathbf{v} = \phi \mathbf{u} . \quad (\text{D.10})$$

A forma apresentada para a força resistiva \mathbf{m} na Eq. (D.3) resulta na forma quadrática de Forchheimer. Para escoamentos lentos,

$$\frac{c_m \rho \sqrt{k} \|\mathbf{u}\|}{\mu} \ll 1. \quad (\text{D.11})$$

Desta forma chega-se a forma da força resistiva \mathbf{m} que resulta na Lei de Darcy, isto é,

$$\mathbf{m} = \frac{\mu}{k} \mathbf{u}. \quad (\text{D.12})$$

Existe pouca literatura sobre o termo anisotrópico do tensor de tensões \mathbb{S} , que é geralmente desprezado no caso de fluidos newtonianos e escoamento de baixa velocidade. Logo impomos a hipótese de que

$$\mathbb{S} = \mathbf{0}. \quad (\text{D.13})$$

Considerando o campo de velocidades uniforme e permanente e utilizando a forma da força resistiva para escoamentos de baixa velocidade, a equação de balanço de quantidade de movimento se reduz à equação de Darcy,

$$\mathbf{0} = -\nabla p - \frac{\mu}{k} \mathbf{u} + \rho \mathbf{g}, \quad (\text{D.14})$$

ou, em uma forma mais conhecida,

$$\mathbf{u} = -\frac{k}{\mu} (\nabla p - \rho \mathbf{g}). \quad (\text{D.15})$$

Apesar da dedução ter utilizado a suposição de campo de velocidades uniforme e permanente, a equação de Darcy é satisfatória mesmo em escoamento não permanente pois o termo de aceleração é geralmente pouco significativo.

APÊNDICE E

ESPECIFICAÇÕES

O programa para avaliação da metodologia foi escrito em VBA de modo a aproveitar a interface do Excel para a entrada de dados, cálculos de formulas e apresentação de resultados. A utilização de linguagens mais rápidas e interfaces desenvolvidas exclusivamente para esta metodologia é recomendável, mas a ausência destas não foi um impeditivo à avaliação da metodologia.

Os valores de tempo de execução são referentes ao uso deste programa em uma máquina com as seguintes especificações, apresentadas na Tabela E.1:

Tabela E.1 – Especificação do Hardware/Software

Item	Especificação
Processador	Intel Core i7 870 2.93GHz
Memória	Instalada: 4,00GB / Utilizável: 3,50GB
Sistema Operacional	Windows 10 Pro
Tipo de sistema	S.O. de 32bits, processador com base em x64
Versão do Excel	2013

ANEXO A – ÍNDICE REMISSIVO

A

agrupamento hierárquico 40, 41, 42, 43, 44, 49, 50,
52, 79, 114

agrupamento particional 40, 50, 79

ângulo de contato 11, 70

B

bacia sedimentar 1, 27, 33

C

classificação de rochas 24

Corey 111

D

dendograma 40, 41, 43, 44

distribuição de gargantas de poros ... 11, 33, 37, 38,
70, 74, 85

E

Espaço de Agrupamento 73, 116

Espaço de Dispersão 73, 115

exploração 1, 2

exploração 1, 9, 31, 99, 167

F

frente de avanço de água 18

G

gerenciamento de reservatórios 1, 3

K

k-médias xxii, 50, 51, 52

L

litofácies..11, 32, 34, 70, 85, 92, 112, 114, 121, 133

M

mapa auto-organizável..... 64

mapa de Kohonen 41

modelo de simulação8, 15, 17, 27, 30, 42, 76, 89

modelo geológico . 1, 2, 8, 23, 27, 29, 71, 76, 85, 86,
104, 105, 106, 108, 109, 133

molhabilidade..... 11, 38, 70, 86

P

parâmetro de forma 86

Parâmetros de Agrupamento 73, 74

parâmetros de controle 86

Parâmetros de Dispersão 73

perfilagem 8, 23, 29, 33, 134

permeabilidade absoluta... xix, 9, 11, 13, 14, 16, 29,
30, 31, 38, 70, 72, 74, 112, 114, 151, 158, 161

permeabilidade de referência 9, 161

permeabilidade efetiva 13, 100, 134, 161, 162

permeabilidade relativa iv, xix, xxii, 8, 9, 10, 11, 13,
14, 15, 16, 17, 18, 22, 23, 24, 25, 27, 29, 30, 31,
32, 37, 38, 41, 42, 57, 60, 70, 71, 73, 74, 76, 77,
79, 80, 82, 83, 84, 85, 86, 88, 91, 95, 96, 98, 100,
101, 111, 112, 114, 115, 116, 120, 122, 133,
136, 138, 139, 151, 156, 161, 167, 168

poço descobridor 1

poços pioneiros 1

pressão capilar .. xix, 11, 24, 29, 37, 38, 70, 71, 100,
134, 167, 168

propriedades petrofísicas.23, 24, 27, 29, 32, 38, 71,
76, 151

R

reservas 2, 9

reservatório de petróleo 1

Rocktypes 8, 24, 33

rocktyping..... 30, 38, 39, 73, 95, 97, 104, 133

S

saturaçãoxxii, 1, 9, 10, 11, 14, 16, 17, 18, 24, 31,
70, 83, 84, 97, 99, 102, 103, 104, 105, 106, 134,
151, 162

saturação de água conata 24, 134

saturação de óleo residual xxii, 31, 97, 151

T

tensão interfacial..... 11, 70

tortuosidade 11, 35, 70, 74, 85

t-Student..... 72, 91, 101, 102, 103, 104, 133

U

upscaling.....8, 13, 15, 16, 18, 22, 23

V

viscosidade9, 11, 17, 70, 100, 158, 161, 165

VOIP.....xx, 1, 2