

CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS

Análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedades de um reservatório petrolífero

Eliandro Admir da Rocha Marques

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Geológica e de Minas

Júri

Presidente: Prof. Doutor Amilcar Oliveira Soares Orientador: Prof. Doutor António Costa e Silva Vogal: Doutora Júlia Cristina da Costa Carvalho

Novembro 2011

AGRADECIMENTOS

Os meus agradecimentos são dirigidos a minha mãe pela paciência, dedicação, amor e esperança sempre depositada em mim, aos meus familiares e amigos, e a todas as pessoas que fizeram possível este trabalho científico. Em particular, o professor José Costa e Silva, pela orientação prestada, ao Engenheiro Hugo Caetano pela co – orientação e paciência durante as sessões de discussão e esclarecimento de dúvidas, ao professor Amílcar Soares pela co orientação e monitorização do trabalho, ao pessoal do CMRP- Centro de modelização de reservatórios petrolíferos, Júlio e Pedro, pela ajuda e amizade e por último agradeço a todas as pessoas que de forma directa ou indirecta contribuíram para a concretização deste trabalho científico.

RESUMO

A Simulação de reservatório na indústria do petróleo tornou-se o padrão para a solução de problemas de engenharia de reservatórios. Têm sido desenvolvidos vários simuladores para processos de recuperação e continuam a ser desenvolvidos para novos processos de recuperação de óleo.

A simulação de reservatório é a arte de combinar física, matemática, engenharia de reservatório, e programação de computadores para desenvolver uma ferramenta que permite prever o desempenho de hidrocarbonetos em reservatórios sob várias operações estratégias.

Assim sendo, a modelização de sistemas ou de reservatórios petrolíferos tem por objectivo o desenvolvimento e implementação de modelos estocásticos e matemáticos para a caracterização de reservatórios petrolíferos. Ela consiste na construção de um modelo de computador de um reservatório de petróleo, para efeitos de melhoria da estimativa das reservas e tomada de decisões sobre o desenvolvimento do campo. Chamam-se modelos matemáticos e geoestatísticos e têm como principal finalidade caracterizar reservatórios petrolíferos a nível mundial. Ou seja, através de imagens computorizadas das jazidas, é possível ter uma imagem precisa da permeabilidade do campo, da porosidade e da quantidade de óleo existente. Estes modelos traduzem não só o conhecimento das características internas do reservatório (porosidades, permeabilidades, sistemas de fracturas e falhas, contacto óleo/água) mas também a incerteza a elas associada.

Este trabalho consiste no estudo da caracterização de reservatórios e na quantificação de incertezas de um campo petrolífero, por meio da análise de duas metodologias a aplicar num caso de estudo prático.

PALAVRAS - CHAVE

Reservatório petrolífero Porosidade Permeabilidade Simulação sequencial directa (SSD) Co-simulação sequencial directa (Co-SSD) Incerteza

ABSTRACT

The reservoir simulation in the oil industry has become the standard for the solution of engineering problems of reservoirs. There have been several developed simulators and recovery processes are being developed for new oil recovery processes. The reservoir simulation is the art of combining physics, mathematics, reservoir engineering, and computer programming to develop a tool to predict the performance of hydrocarbon reservoirs in various operations strategies.

Therefore, modeling systems or oil reservoirs have a great importance on the development and implementation of mathematical and stochastic models for the characterization of petroleum reservoirs. It consists in building a computer model of an oil reservoir for the purpose of improving the estimation of reserves and making decisions about the development of the field. They are called mathematical and geostatistical models and their main purpose is to characterize petroleum reservoirs worldwide. That is, through computerized images of the deposits, it is possible to have an accurate picture of the field permeability, porosity and the amount of existing oil. These models, which reflect not only the knowledge of the internal characteristics of the reservoir (porosity, permeability, fracture systems and faults, contact oil / water) but the uncertainty associated with them.

This work consists at the study of reservoir characterization and quantification of uncertainties of an oil field, through the analysis of two methodologies to be applied in a practical case study.

KEYWORDS

Petroleum reservoir Porosity Permeability Direct sequential simulation (DSS) Direct sequential Co-simulation (CO-DSS) Uncertainty

ÍNDICE

| I. | INTRODUÇÃO | 1 |
|------|---|----|
| | I.1.Objectivos | 2 |
| | I.2. Área de estudo | 3 |
| | I.2.1. A bacia potiguar | 3 |
| | I.2.2. Localização do campo em estudo | 4 |
| | I.2.3. Estratigrafia | 5 |
| | I.3. Método de trabalho | 6 |
| II. | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 8 |
| | II.1. O petróleo (Geração do petróleo) | 8 |
| | II.1.1. A migração do petróleo | 9 |
| | II.2. A rocha reservatório | 9 |
| | II.2.1. Importância das armadilhas na acumulação de petróleo | 10 |
| | II.2.2. Estudos de reservatórios | 11 |
| | II.2.3. A caracterização do reservatório | 11 |
| | II.2.4. Criação do modelo geológico ou estático | 12 |
| III. | CONCEITOS GEOESTATISTICOS | 13 |
| | III.1. Análise exploratória de dados | 13 |
| | III.1.1. Análise das relações entre variáveis | 14 |
| | III.1.1.1 Analise univariada | 14 |
| | III.1.1.2. Análise Bivariada | 15 |
| | III.2. Continuidade espacial (Variografia) | 17 |
| | III.3. Krigagem | 18 |
| | III.3.1. Krigagem simples com médias locais | 18 |
| | III.3.2. Krigagem simples com deriva externa e média global m | 18 |
| | III.4. Simulação estocástica | 18 |
| | III.4.1. Simulação sequencial | 20 |
| | III.4.2. Simulação e Co-simulação Sequencial Directa (SSD e CO-SSD) | 20 |
| | III.5. Incerteza espacial | 22 |
| IV. | RESULTADOS E ANÁLISES | 22 |
| | IV.1. Noções das variáveis em estudo | 22 |
| | IV.1.1. Cubo de impedâncias acústicas | 22 |

| IV.1.1.1. Identificação de geobodies conectados | 26 |
|--|----|
| IV.1.2. Impedância acústica | 26 |
| IV.1.3. Porosidade (porosidade efectiva) | 28 |
| IV.1.4. Permeabilidade (K) | 29 |
| IV.2. Analise univariada | 31 |
| IV.2.1. Impedância acústica | 31 |
| IV.2.2. Permeabilidade | 32 |
| IV.2.3. Porosidade | 32 |
| IV.2.4. Cubo de impedâncias acústicas | 33 |
| IV.3. Analise Bivariada | 33 |
| IV.3.1. Scatterplot | 33 |
| IV.3.2. Identificação de valores anómalos | 35 |
| IV.3.3. Polígono de influência das correlações | 35 |
| IV.4. Continuidade espacial (Variografia) | 39 |
| IV.4.1. Variogramas experimentais | 40 |
| IV.4.1.1. Impedância acústica | 40 |
| IV.4.1.2. Permeabilidade | 40 |
| IV.4.1.3. Porosidade | 40 |
| IV.4.1.4. Cubo de impedâncias acústicas | 41 |
| IV.4.2. Variogramas ajustados | 41 |
| IV.4.2.1. Impedância acústica | 41 |
| IV.4.2.2. Permeabilidade | 42 |
| IV.4.2.3. Porosidade | 43 |
| IV.4.2.4. Cubo de impedâncias acústicas | 43 |
| IV.5. Simulações | 44 |
| IV.5.1. Simulação sequencial Directa | 45 |
| IV.5.1.1. Permeabilidade | 45 |
| IV.5.1.2. Porosidade | 47 |
| IV.5.2. Co-simulação sequencial directa | 49 |
| IV.5.2.1. Permeabilidade | 49 |
| IV.5.2.2. Porosidade | 51 |
| IV.6. Quantificação da incerteza (Médias e Variâncias) | 53 |
| IV.6.1. Médias | 53 |
| IV.6.1.1. Médias das DSS de permeabilidade (MÉTODO 1) | 53 |

| | IV.6.1.2. Média das CODSS de permeabilidade (MÉTODO 2) 55 |
|------|--|
| | IV.6.1.3. Média da DSS de porosidade (MÉTODO 1)57 |
| | IV.6.1.4. Média da CODSS de Porosidade (MÉTODO 2) |
| | IV.6.2. Variâncias61 |
| | IV.6.2.1. Variância das DSS de permeabilidade61 |
| | IV.6.2.2. Variância das CODSS de permeabilidade63 |
| | IV.6.2.3. Variância das DSS de porosidade65 |
| | IV.6.2.4. Variância das CODSS de porosidade67 |
| V. | ANÁLISE CONCLUSIVA 69 |
| VI. | BIBLIOGRÁFIA |
| VII. | ANEXOS |
| | VII.1. Anexo I: Análise univariada72 |
| | VII.2. Anexo II: Análise bivariada74 |
| | VII.3. Anexo III: Variografia (Análise da continuidade espacial) |
| | VII.4. Anexo IV: Resultados estatísticos de cada um dos 10 poços |

ÍNDICE DE FIGURAS

| Figura 1 – Esquema simplificado dos objectivos deste trabalho | 2 |
|---|------|
| Figura 2 - Mapa de localização da Bacia Potiguar | 3 |
| Figura 3 - Localização do campo em estudo | 4 |
| Figura 4 - Carta cronoestratigráfica da Bacia Potiguar | 5 |
| Figura 5 - Organograma das principais fases de trabalho | 7 |
| Figura 6 - Esquema geral de migração | . 10 |
| Figura 7 - Armadilhas estruturais formadas pela deformação da rocha; dobras (no lado | |
| esquerdo e falhas no lado direito) | . 10 |
| Figura 8 - Exemplo de armadilhas estratigráficas | . 11 |
| Figura 9 - Esquema exemplificativo das etapas envolvidas na criação de um modelo | |
| geológico tridimensional para ser usado na simulação dinâmica | . 13 |
| Figura 10 - Visualização do cubo de impedâncias acústicas | . 24 |
| Figura 11 - Visualização e localização dos poços em estudo | . 25 |
| Figura 12 - Visualização e numeração dos poços em estudo | . 25 |
| Figura 13 - Geobodies conectados aos poços do reservatório em estudo | . 26 |
| Figura 14 - Visualização da distribuição da impedância nos poços | . 27 |
| Figura 15 - Visualização da distribuição da impedância nos poços | . 27 |
| Figura 16 - Localização dos poços e distribuição da porosidade no cubo | . 28 |
| Figura 17 - Distribuição da porosidade nos poços | . 29 |
| Figura 18 - Localização dos poços de porosidade na grid | . 30 |
| Figura 19 - Visualização da distribuição da porosidade nos poços | . 30 |
| Figura 20 - Histograma dos dados da impedância e respectiva função cumulativa de | |
| probabilidade | . 31 |
| Figura 21 - Histograma dos dados da permeabilidade e respectiva função cumulativa de | |
| probabilidade | . 32 |
| Figura 22 - Histograma dos dados da porosidade e respectiva função cumulativa de | |
| probabilidade | . 32 |
| Figura 23 - Histograma do cubo de impedância acústica e respectiva função cumulativa de | Э |
| probabilidade | . 33 |
| Figura 24 - Scatterplot, correlação entre a permeabilidade e a impedância acústica | . 33 |
| Figura 25 - Scatterplot, correlação entre a permeabilidade e a porosidade | . 34 |
| Figura 26 - Scatterplot, correlação entre a porosidade e impedância acústica | . 34 |
| Figura 27 - Polígono de influência das correlações entre a impedância e a porosidade | . 36 |
| Figura 28 - Imagem do polígono de influências com os poços e respectivas correlações | |
| (impedância e porosidade) | . 37 |
| Figura 29 – Imagem do polígono de influências com os poços e respectivas correlações | |
| (impedância e porosidade) | . 37 |
| Figura 30 - Poço 5. Análise de valores anómalos | . 38 |
| Figura 31 - Poço10. Análise de valores anómalos | . 39 |
| Figura 32 - Variogramas de impedância acústica | . 40 |
| Figura 33 - Variogramas de permeabilidade | . 40 |
| Figura 34 - Variogramas de porosidade. | . 40 |
| Figura 35 - Variogramas do cubo de impedâncias acústicas | . 41 |
| Figura 36 - Variogramas ajustados de impedâncias acústicas | . 41 |

| Figura 37 - Variogramas ajustados de permeabilidade | . 42 |
|--|------|
| Figura 38 - Variogramas ajustados de porosidade | . 43 |
| Figura 39 - Variogramas ajustados do cubo de impedâncias acústicas | . 43 |
| Figura 40 - Orientação das imagens de simulação | . 44 |
| Figura 41 - 1º Simulação da permeabilidade e respectivos histogramas | . 45 |
| Figura 42 - Histograma original da permeabilidade | . 46 |
| Figura 43 - Histograma da simulação da DSS da permeabilidade | . 46 |
| Figura 44 – Variogramas da 1º simulação da permeabilidade | . 46 |
| Figura 45 - 1º Simulação da DSS da porosidade | . 47 |
| Figura 46 - Histograma dos dados originais da porosidade | . 48 |
| Figura 47 - Histograma da 1º simulação da DSS da porosidade | . 48 |
| Figura 48 – Variogramas das DSS da porosidade | . 48 |
| Figura 49 - 1º Co-simulação da permeabilidade | . 49 |
| Figura 50 - Histograma dos dados originais da permeabilidade | . 50 |
| Figura 51 - Histograma da 1º CoSSD da permeabilidade | . 50 |
| Figura 52 – Variogramas das simulações da CoDSS da permeabilidade | . 50 |
| Figura 53 - 1º Co-simulação da porosidade | . 51 |
| Figura 54 - Histograma dos dados originais da porosidade | . 52 |
| Figura 55 - Histograma da 1º CoSSD da porosidade | . 52 |
| Figura 56 – Variogramas da CoDSS da porosidade | . 52 |
| Figura 57 - Média das 30 simulações da permeabilidade | . 53 |
| Figura 58 - Histograma dos dados originais da permeabilidade | . 54 |
| Figura 59 - Histograma da média das 30 SSD da permeabilidade | . 54 |
| Figura 60 - Média das 30 Co - simulações da permeabilidade | . 55 |
| Figura 61 - Histograma dos dados originais da permeabilidade | . 56 |
| Figura 62 - Histograma da média das 30 CoSSD da permeabilidade | . 56 |
| Figura 63 - Média das 30 simulações da porosidade | . 57 |
| Figura 64 - Histograma dos dados originais da porosidade | . 58 |
| Figura 65 - Histograma da média das 30 SSD da porosidade | . 58 |
| Figura 66 - Média das 30 Co-simulações da porosidade | . 59 |
| Figura 67 - Histograma dos dados originais da porosidade | . 60 |
| Figura 68 - Histograma da média das 30 CoSSD da porosidade | . 60 |
| Figura 69 - Variância das 30 simulações da permeabilidade | . 61 |
| Figura 70 - Histograma dos dados originais da permeabilidade | . 62 |
| Figura 71 - Histograma da variância das 30 SSD da permeabilidade | . 62 |
| Figura 72 - Variância das 30 Co-simulações da permeabilidade | . 63 |
| Figura 73 - Histograma dos dados originais da permeabilidade | . 64 |
| Figura 74 - Histograma da variância das 30 CoSSD da permeabilidade | . 64 |
| Figura 75 - Variância das 30 simulações da porosidade | . 65 |
| Figura 76 - Histograma dos dados originais da porosidade | . 66 |
| Figura 77 - Histograma da variância das 30 SSD da porosidade | . 66 |
| Figura 78 - Variância das 30 Co-simulações da porosidade | . 67 |
| Figura 79 - Histograma dos dados originais da porosidade | . 68 |
| Figura 80 - Histograma da variância das 30 CoSSD da porosidade | . 68 |
| | |

ÍNDICE DE TABELAS

| Tabela 1 - Correlações para cada poço | 38 |
|---|----|
| Tabela 2 – Resumo do estudo da variografia da impedância acústica | 41 |
| Tabela 3 - Resumo do estudo da variografia da permeabilidade | 42 |
| Tabela 4 - Resumo do estudo da variografia da porosidade | 43 |
| Tabela 5 - Resumo do estudo da variografia da porosidade | 44 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

Al: Impedância Acústica
API: American Petroleum Institute
CC: Coeficiente de Correlação
CO-DSS: Co-simulação Sequencial Directa
DSS: Simulação Sequencial Directa
GeoMS: Geostatistical Modeling Software
MEDVAR: Software utilizado para o cálculo de médias e variâncias.
Phie: Porosidade efectiva
RHOB: Resistividade horizontal
Sgems: Stanford Geostatistical Modeling Software
TTP: Tempo, Temperatura, Pressão

I. INTRODUÇÃO

O petróleo usualmente é considerado como uma fonte de energia não renovável, essencialmente formado a partir de fosseis e tem larga utilidade como matéria-prima na indústria petrolífera e petroquímica. O petróleo pode ser encontrado nos poros das rochas, rochas estas que recebem a denominação de rochas reservatório. A permeabilidade e a porosidade são duas características que precisa estar sempre presentes na rocha que contenha petróleo, de tal forma que quanto mais porosa e mais permeável for esta rocha melhor será o reservatório.

A pesquisa do petróleo constitui uma actividade muito dispendiosa e normalmente está associado a uma fase complexa de estudos. Os petróleos para além de ser nos dias de hoje a principal fonte de energia, dele são gerados outros produtos como as benzinas, o óleo diesel, a gasolina, alcatrão, polímeros plásticos, etc.

Pensasse que será extremamente difícil encontrar um substituto a altura, uma vez que o petróleo para além de assumir grande importância no sector de transportes, é o maior gerador de energia eléctrica em muitos países. Para o estudo das reservas petrolíferas, o planeamento de desenvolvimento de campos petrolíferos e análise dos custos que podem estar envolvidos na exploração e/ou produção destes campos surge a engenharia de reservatórios. É uma disciplina de grande importância para o estudo e desenvolvimento da actividade petrolífera, permitindo o surgimento de novas metodologias para a pesquisa, extracção e produção de petróleo.

Para a caracterização de reservatórios é necessário que seja feita a distribuição quantitativa das propriedades do mesmo e revelar as incertezas que podem estar associadas ao mesmo de acordo a sua variabilidade espacial, este processo permitirá prever o comportamento do fluxo no reservatório. O conjunto de técnicas que permitem esta caracterização são englobadas e estudadas na geoestistica, esta disciplina permite a incorporação de conceitos geológicos em representações bidimensionais e tridimensionais, de tal forma que seja possível observar a partir de um modelo geológico criado a partir do computador, a heterogeneidade dos reservatórios, as suas direcções de continuidade, etc. A geoestatistica apresenta um conjunto de métodos e ferramentas que podem ser divididos em: estimação e simulação.

Os métodos geoestatísticos permitem aumentar a precisão das estimativas da variável principal usando informação disponível de outras variáveis secundárias correlacionadas espacialmente. Essa informação pode ser de grande importância para análise e interpretação dos resultados finais. Com os métodos de Simulação Condicional geoestatística é possível descrever a variabilidade local dos dados, com base em muitas simulações equiprováveis do fenómeno, estas simulações permitem gerar imagens ou conjunto de imagens que que reflictam a variabilidade espacial doa dados experimentais, assim como a variância e a correlação espacial dos dados amostrados e assim fornecer uma estimativa dos valores possíveis do atributo nas localizações não amostradas. De tal forma que a incerteza espacial pode ser avaliada através de mapas de probabilidade, mapas de

1

quantis e mapas de dispersão. As ferramentas geoestatisticas quando bem aplicadas são muito importantes e de grande utilidade para a caracterização e modelação de reservatórios petrolíferos.

I.1. Objectivos

Este trabalho tem como objectivo o estudo da caracterização de reservatórios petrolíferos e a análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedades petrofisicas de um reservatório petrolífero. A análise comparativa destes dois métodos têm como alvo foi a bacia potiguar, especificamente a formação Açu situada no Brasil. E os dois métodos referidos são:

Método 1: Simulação sequencial directa

Método 2: Co simulação sequencial directa

O primeiro método baseia-se na simulação sequencial directa, em que é tido em conta somente a informação dos poços do referido campo, em que são calculadas as variáveis permeabilidade e porosidade e a seguir é feita a quantificação de incertezas através do cálculo de médias e variâncias para as duas variáveis. No segundo método é feita a Co-simulação sequencial directa, em que é considerada a informação dos poços e a informação do cubo de impedâncias acústicas como imagem secundária. São calculadas igualmente duas variáveis, permeabilidade e porosidade, é feito o cálculo de médias e variâncias e no final são comparadas as médias e variâncias de cada método para ambas as variáveis de forma a decidir qual dos dois métodos é o melhor estimador para a quantificação da incerteza do campo petrolífero em questão. Segue-se abaixo um esquema simplificado dos procedimentos tidos em conta para a análise comparativa dos dois métodos acima mencionados



Figura 1 - Esquema simplificado dos objectivos deste trabalho

I.2. Área de estudo

I.2.1. A bacia potiguar

A Bacia Potiguar está localizada no extremo leste da margem equatorial do Brasil, compreendendo parte dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, assim como suas plataformas continentais. Esta bacia encontra-se limitada a sul e oeste por rochas do embasamento cristalino, ao norte e leste pelo Oceano Atlântico e, a noroeste, pela Bacia do Ceará (figura 2). A Bacia Potiguar abrange uma área de aproximadamente 48.000km², com cerca de 21.000km² em sua porção emersa e com 27.000 km² em sua porção submersa na plataforma e talude continental (Bertani *et al.*,1990).



Figura 2 - Mapa de localização da Bacia Potiguar Fonte: modificado de Mont'Alverne *et al.* (1998).

I.2.2. Localização do campo em estudo

O campo em estudo está inserido na borda sul da Bacia Potiguar, perfazendo aproximadamente 25km², limitado pelas latitudes 5º33'6,10" e 5º35'29,59" S longitudes 37º04'54,15" e 37º02'32,38" W, localizando-se a cerca de 15km da cidade de Açu. Na figura 3 é indicado o posicionamento geográfico do campo estudado.



Figura 3 - Localização do campo em estudo

I.2.3. Estratigrafia



Figura 4 - Carta cronoestratigráfica da Bacia Potiguar

Fonte: (Araripe & Feijó, 1994)

A Formação Açu, conforme indicada na figura 4, é representada por uma sequência de rochas siliciclásticas variando desde conglomerados a argilitos, constituindo a porção continental da Sequência Transgressiva Albo-Cenomaniana. Ela é constituída por sedimentos siliciclásticos, com predominância de arenitos e lamitos, que formam uma sequência estratigráfica da ordem de centenas de metros de espessura, com padrão de granodecrescência ascendente (Bertani *et al.*, 1990). Esta formação possui, em média, uma faixa aflorante de 15km de largura, ao longo da borda da bacia, recobrindo o embasamento cristalino com espessura de até 200m. Porém, na região submersa da bacia, sua espessura atinge cerca de 1000 m.

Nesta unidade litoestratigráfica encontram-se os principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia Potiguar, e constitui um importante aquífero da região Nordeste. O preenchimento sedimentar desta bacia está intimamente relacionado com as diferentes fases de sua evolução tectónica.

I.3. Método de trabalho

O desenvolvimento deste trabalho científico obedeceu as seguintes etapas:

Capitulo 1

É feita a introdução sobre o petróleo, caracterização de reservatórios petrolíferos, o uso da geoestatística como ferramenta para a caracterização dos reservatórios e descrita a localização da área em estudo, assim como a estratigrafia da área em questão, de forma mais abrangente é feito o enquadramento geológico da mesma.

Capitulo 2

É feita uma abordagem geral dos fundamentos teóricos, relativamente ao petróleo, aos reservatórios petrolíferos e as ferramentas utilizadas para a sua caracterização.

Capitulo 3

É feita uma abordagem aos conceitos geoestatísticos básicos e utilizados ao longo do trabalho para o estudo do campo petrolífero em questão.

Capitulo 4

É feita a caracterização dos dados e são mostrados os resultados do estudo geoestatístico, tal como é feita a análise dos mesmos de acordo aos conceitos geoestatísticos definidos no capítulo 3.

Capitulo 5

É feita a análise conclusiva relativamente aos estudos geoestatísticos, aos métodos estudados e simulados e a caracterização de reservatórios.

Uma síntese sobre o método de trabalho utilizado é descrita a seguir e apresentado na figura 5. Porém, quando se fizer necessário, maiores detalhes sobre os métodos empregados serão abordados no decorrer do relatório.



Figura 5 - Organograma das principais fases de trabalho

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

II.1. O petróleo (Geração do petróleo)

O petróleo geologicamente pode ser descrito como é uma mistura natural natural formada principalmente por hidrocarbonetos, quer se encontrem no estado sólido, liquido ou gasoso à temperatura e pressão adequadas a geração do mesmo.

A sua composição química passa essencialmente pelos seguintes elementos: carbono (80 a 90% em peso), hidrogénio (10 a 15%), enxofre (até 5%), oxigénio (até 4%), nitrogénio (até 2%) e alguns vestígios de outros elementos tais como níquel, vanádio (Tissot & Welte, 1984).

A geração do petróleo ocorre em bacias sedimentares através da acumulação de matéria orgânica e sedimentos inorgânicos, em ambientes caracterizados pela insuficiência de oxigénio. Esta acumulação acontece geralmente em locais como o fundo de lagos, lagunas, mares em que a circulação da massa liquida junto ao fundo é deveras deficiente. Depois de acumulada a matéria orgânica passa por um processo de modificações e alterações químicas, modificações estas que são fruto de reacções químicas inorgânicas e do ataque de bactérias pelo que resulta a geração de um algum gás (gás biogénico) e a transformação da restante parte da matéria orgânica em querogénio, caracterizado pela elevada percentagem de hidrocarbonetos sólidos pesados.

As rochas clásticas finas (xistos betuminosos) e carbonatos (calcários e margas betuminosas), são normalmente as rochas mais ricas em querogénio e recebem a designação de rocha – mãe, ou rochas geradoras de petróleo porque é nestas que ocorrerá a geração deste.

Estas rochas devem conter carbono orgânico em proporções compreendidas entre 0,5 a 1%, isto sob a forma de querogénio, podendo atingir mais de 10% para as rochas – mãe mais ricas (Chapman,1973).

Com a continuação da subsidência da bacia sedimentar em que se deu a acumulação da matéria orgânica e quando submetida gradualmente a temperaturas mais elevadas, o querogénio transformase, por decomposição das suas moléculas, em hidrocarbonetos mais simples, o petróleo.

Esta transformação ocorre em temperaturas compreendidas entre 50-60° C (1200 a 1500 m de profundidade, para um gradiente geotérmico normal de 3° C/100 m), dependendo do tipo de querogénio. Quando se atinge cerca de 120-150° C (3500 a 4500 m) são gerados hidrocarbonetos líquidos e algum gás, acima de 150°C verifica-se, principalmente, geração de gás (Chapman,1973). Para além da temperatura que influencia os volumes e natureza dos hidrocarbonetos gerados mas, o tempo desempenha um papel importante, assim como em qualquer outra reacção química, de igual forma a natureza do querogénio assume uma importância fundamental. Comummente distinguem-se 3 tipos de querogénio, tipo I (lípido), tipo II (misto) e o tipo III (húmico). Sendo que o tipo I é normalmente atribuído a algas e bactérias, portanto mais rico em Hidrogénio e responsável pela geração de óleo, o tipo III é resultado da acumulação de restos de vegetais superiores,

8

particularmente caracterizado pela geração de gás e o tipo II é fruto da combinação dos outros dois, que tanto pode gerar óleo como gás.

A transformação do querogénio em petróleo está associada a um aumento de volume que resulta na expulsão dos hidrocarbonetos recém - criados na rocha geradora e cujos poros se encontram saturados. Portanto este é o mecanismo envolvido no processo da expulsão ou migração primária do petróleo, que eventualmente dará origem a uma acumulação de onde poderá ser extraído.

II.1.1. A migração do petróleo

Por migração entende-se o caminho que o petróleo percorre desde a rocha geradora até ao local onde será acumulado, local este que precisa ser altamente poroso e permeável e conter uma rocha selante que impeça o seu deslocamento. São distinguidos três tipos de migração, citam-se:

Migração primária: É definida como a expulsão do petróleo da rocha geradora. Ela é resultado da compactação ou microfracturação dos poros da rocha geradora.

Migração secundária: É entendido como o deslocamento ao longo de uma rocha porosa e permeavel, até que seja interceptado por uma armadilha geológica e nela permanecer contido.

Migração tercearia: Ocorre quando a não contenção do petróleo em sua migração, permite o seu percurso contínuo em buscas de zonas de menor pressão até se perder através de exsudações, oxidação e degradação bacteriana na superfície.

II.2. A rocha reservatório

Uma rocha reservatório é uma rocha caracterizada por ter elevada porosidade e permeabilidade e que permite conter grande quantidade de hidrocarbonetos. Normalmente a rocha em que o petróleo é gerado não contem estas características, de tal forma que ele desloca-se para uma rocha que para além de apresentar estas propriedades, encontra-se coberta por uma rocha que impede a seu deslocamento, esta rocha é denominada rocha selante, rocha de cobertura ou cap rock e a sua plásticidade permite-lhe manter a sua propriedade selante mesmo quando submetida a fortes deformações. A Combinação resultante da associação desta rocha de cobertura a rochas porosas e permeáveis é de fundamental importância para a existência de reservatórios petrolíferos.

Normalmente altas porosidades estão associadas a altas permeabilidades, mas pode acontecer que uma rocha porosa não seja igualmente permeável porque em alguns tipos de rochas os poros não se encontram em comunicação. As argilas são exemplo de rochas com elevada porosidade e permeabilidade. Os arenitos e os calcários são os principais tipos de rochas que normalmente fornecem bons reservatórios.

Na figura 6 é mostrado um esquema que sintetiza o processo de geração e migração do petróleo, a sua deslocação desde a rocha geradora até a rocha reservatório, assim como a presença e função que a rocha selante desempenha na formação da rocha reservatório.



Figura 6 - Esquema geral de migração

Fonte: THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2001.

II.2.1. Importância das armadilhas na acumulação de petróleo

No processo de acumulação do petróleo as armadilhas desempenham um papel muito importante na medida em que impedem o movimento do fluido e permitem a sua contenção até a posterior extracção. Elas são definidas como formações côncavas ou convexas, cuja combinação com a rocha reservatório e a rocha de cobertura resulta na contenção do petróleo. São conhecidos dois tipos de armadilhas, estruturais e estratigráficas. As armadilhas estruturas são resultado das deformações a que a rocha esteve submetida, deformações estas como dobras, falhas e fracturas. As armadilhas estratigráficas estão associadas ao processo de geração da rocha reservatório. Nas figuras 7 e 8, são mostradas os dois tipos de armadilhas mencionadas.



Figura 7 - Armadilhas estruturais formadas pela deformação da rocha; dobras (no lado esquerdo e falhas no lado direito)

Fonte: (Gomes, 2007). Universo da indústria petrolífera



Figura 8 - Exemplo de armadilhas estratigráficas Fonte: (Gomes, 2007). Universo da indústria petrolífera.

II.2.2. Estudos de reservatórios

O estudo de reservatórios é importante na medida em que permite aumentar o grau de conhecimento acerca das propriedades do mesmo. Propriedades como a permeabilidade, porosidade, saturações etc. Por meio destes estudos é possível fazer a gestão do campo petrolífero e ter maior confiança quanto ao número e tipo de poços a efectuar, tal como a construção de unidades de superfície, com o objectivo de tratar, processar e exportar o petróleo e o gás. Um bom conhecimento do reservatório a explorara permite que sejam evitados gastos desnecessários em regiões ou zonas do campo em que a relação custo benefício pode não ser favorável. Normalmente o grau de incerteza, ou o nível de desconhecimento relativamente ao reservatório e as suas propriedades está associado ao risco inerente á exploração do mesmo, por risco entende-se a probabilidade de ocorrência e de perda associada a exploração. O objectivo do estudo de reservatórios deve centrar-se sempre em reunir a máxima informação possível, para que juntamente com as ferramentas disponíveis tomar-se a melhor decisão em menos tempo possível.

II.2.3. A caracterização do reservatório

A caracterização de um reservatório petrolífero em descrever geológica e petrofisicamente as propriedades deste. Estas propriedades já acima referidas, permeabilidade, porosidade, saturações etc, e a forma como serão descritas permitirão prever o comportamento do fluxo no reservatório.

Podem estabelecer-se cinco etapas típicas para a caracterização de um reservatório petrolífero (Yarus *et al.*, 2006):

- Análise exploratória de dados
- Análise e modelização espacial
- Krigagem
- Simulação estocástica
- Acesso a incerteza

A geoestatistica assume uma enorme importância neste processo de caracterização, pois fornece as ferramentas e métodos que permitem a criação de modelos computacionais do reservatório e a realização de cada uma destas etapas, em que é sempre feita a associação da geoestatistica aos conceitos geológicos, para uma análise mais abrangente e resultados mais críticos.

O contributo das aplicações geoestatísticas é fundamental para a cooperação entre as geociências e os engenheiros de reservatório. A sua facilidade de integração de diferentes tipos de informação e sucesso analítico, fornecimento de dados para construção de modelos, assim como o acesso quantitativo à incerteza, são as razões para que a geoestatística tenha encontrado um importante lugar na caracterização de reservatórios (Yarus *et al.*, 2006).

II.2.4. Criação do modelo geológico ou estático

A criação do modelo geológico ou estático surge com o objectivo de visualizar num modelo as propriedades do reservatório. Resultado da associação entre a informação sísmica disponível, as ferramentas geoestatisticas e aos estudos geológicos, este modelo reflecte a arquitectura do reservatório. Na figura 9 são mostradas as etapas envolvidas no processo de aquisição de um modelo geológico, em que de forma breve e resumida é realçado que depois de gerados os mapas bidimensionais com auxilio da informação sísmica, de tal forma que quando a aquisição da informação sísmica é bem feita é possível obter mapas bidimensionais com muito significado geológico, é aplicada a geoestatística e é gerado um modelo tridimensional do reservatório ou da superfície em questão, posteriormente segue-se a distribuição das fáceis no modelo e a seguir a inserção das propriedades petrofisicas no modelo, continuadamente é feita a discretização do modelo em blocos de tal forma que as propriedades em questão estejam presentes em cada um destes blocos, isto para efeito de facilidade de estudo e interpretação das propriedades em referidas zonas ou profundidades, finalmente segue-se a visualização das propriedades após a simulação, em que são analisadas as imagens que supostamente reflectem a variabilidade espacial destas propriedades no reservatório.



Figura 9 - Esquema exemplificativo das etapas envolvidas na criação de um modelo geológico tridimensional para ser usado na simulação dinâmica.

Fonte: Gomes, 2007

III. CONCEITOS GEOESTATISTICOS

Apresenta-se seguidamente um resumo do desenvolvimento dos conceitos geoestatísticos utilizados neste trabalho.

III.1. Análise exploratória de dados

Com a análise exploratória dos dados, pretende-se caracterizar o comportamento estatístico univariado e multivariado do conjunto de informação existente. Nesta etapa pretende-se extrair toda a infromação possível acerca dos dados de que dispomos, portanto são caracterizadas e quantificadas as relações entre os diferentes dados e entre tipos de informação (dos *logs* à sísmica).

Na segunda etapa (análise e modelização espacial), pretende-se análizar como variam espacialmente os dados de que dispomos e caracterizar os padrões espaciais (continuidade espacial), assim como o grau de anisotropia das principais variáveis. A análise e modelização espacial tem como base o cálculo de variogramas ou co-variâncias espaciais em modelos de co-regionalização, que servem de base às etapas subsequentes.

A terceira etapa, denominada Krigagem, tem como base a caracterização da distribuição espacial dos valores médios das variáveis de interesse. Contudo, na caracterização de reservatórios petrolíferos, esta etapa é aplicada, somente, a variáveis com grande homogeneidade espacial como os topos e bases das camadas e o contacto àgua-petróleo. Para a caracterização de variáveis com acentuada heterogeneidade espacial são utilizadas as metodologias de simulação estocástica.

Com a simulação estocástica pretende-se caracterizar a variabilidade e a incerteza espacial. Da simulação condicional resultam várias realizações diferentes, dependendo do grau de conhecimento do reservatório e da quantidade de informação disponível. A razão para serem geradas várias simulações é para permitir um acesso quantitativo ao grau de incerteza do modelo, sendo que a diferença de uma realização para outra, é a medida da incerteza (Yarus *et al.*, 2006).

A quantificação da incerteza e a sua transformação em instrumentos de gestão de um reservatório é, normalmente, a última etapa de um estudo de caracterização geoestatística desse reservatório. Ela é feita com recurso ao cálculo de médias e variâncias e respectivos histogramas para análise do grau de incerteza.

III.1.1. Análise das relações entre variáveis

A analise das relações entre variáveis é feita por meio de:

- Análise univariada Em que cada variável é analisada individualmente.
- Análise bivariada Estuda-se o grau de correlação de duas variáveis.
- Análise multivariada Estudam -se as relações entre três ou mais variáveis.

III.1.1.1. Análise univariada

Consiste na realização de análises sobre uma única variável: tabelas simples. O objectivo principal reside em apresentar a característica ou tendência dos dados de uma variável.

O seu estudo é baseado em:

- Tabulação de variáveis.
- Representação gráfica.
- Medidas de Tendência Central (Média, Mediana, Moda, Percentis)
- Medidas de Dispersão (amplitude, variância, desvio-padrão).

A Média é a medida de tendência central mais largamente utilizada e só pode ser calculada para variáveis quantitativas. Representa-se usualmente por:

$$m = \overline{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} x_i$$
[1]

Onde x₁,x₂...x_n são os n estatísticos de uma variável quantitativa e n é o número total de observações.

A Mediana é o valor tal que no conjunto de dados existem 50% de valores inferiores e 50 % de valores superiores. É igual ao 2º quartil e é representada por:

$$M_{\rm e} = Q_{0.5}$$
 [2]

A Moda é o valor que ocorre com maior frequência e utiliza-se para variáveis qualitativas e quantitativas. Ela é representada por: M_0

Os quantis são grandezas que permitem uma síntese numérica do andamento das distribuições. Define-se como quantil de ordem q (Q_q) como o valor x_q tal $F(x_q)=q$. É habitual referir três tipos de quantis: quartis, decis e percentis. Os quartis ($Q_{0.25}$, $Q_{0.50}$ e $Q_{0.75}$) dividem o intervalo de variação da variável (amplitude) em quatro partes iguais. Os decis ($Q_{0.10}$,..., $Q_{0.90}$) dividem o intervalo de variação da variável em dez partes iguais. Os percentis ($Q_{0.10}$,..., $Q_{0.90}$) dividem o intervalo de variação da variável em cem partes iguais (Pereira, 1988).

Amplitude

A amplitude de uma dada distribuição é designada como a diferença entre o maior e o menor valores observados. Ela é dada por:

$$A_x = x_{max} - x_{min}$$
 [3]

Variância

A variância é a média do quadrado dos desvios entre os valores observados e a média da variável. É calculada por meio da seguinte expressão:

$$s^{2} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \left(x_{i} - \overline{x} \right)^{2}$$
 [4]

Desvio padrão

É a medida de dispersão que se exprime na mesma unidade da variável. É a principal medida de dispersão e representa-se pela raiz quadrada da variância:

$$s = \sqrt{s^2}$$
 [5]

O desvio padrão nunca é negativo; quanto maior for o seu valor, maior é a dispersão dos dados em relação à média.

III.1.1.2. Análise Bivariada

Cinge-se em estudar simultaneamente duas variáveis. Estabelecer relações entre variáveis e determinar se as diferenças entre a distribuição destas variáveis são estatisticamente significativas, com o propósito de pesquisar influências, causalidades ou coincidências. É necessário que as duas variáveis unidimensionais estejam relacionadas entre si, isto é, não devem sem independentes.

A análise de duas variáveis quantitativas consiste em:

- Avaliar se existe correlação entre elas.
- Avaliar a força do relacionamento entre elas.

- Efectuar e analisar a representação gráfica: Diagrama de Dispersão.
- Analisar o coeficiente de correlação: Coeficiente de Pearson ou Coeficiente de Spearman.

Diagramas de dispersão

É entendido como o tipo de representação utilizado para estudar o comportamento conjunto de duas variáveis. De entre os diagramas de dispersão citam-se dois tipos de diagramas utilizados ao longo deste trabalho: Scatterplot e Diagramas - QQ (quantil-quantil).

Scatterplot

É tipo de gráfico ais largamente utilizado e estuda a correlação dos valores de duas variáveis definidas nas mesmas posições do espaço.

Diagramas – Q Q

Diagrama bidimensional em que os eixos representam cada uma das variáveis e as coordenadas dos pontos são dados pelos valores quantis.

Coeficiente de Correlação de Pearson

Diz-se que há dependência estatística entre duas variáveis quando observa-se a existência de uma certa influência de uma na outra, essa dependência é traduzida num coeficiente de correlação.

A correlação é definida como a teoria que estuda a relação ou dependência entre as duas variáveis de uma distribuição bidimensional. Se duas variáveis variam no mesmo sentido, afirma-se que há uma correlação positiva; se variam em sentido contrário, diz-se que a correlação é negativa; se as variáveis forem independentes diz-se que a correlação é nula (Carvalho et al., 2009).

A correlação é calculada independente da unidade de medida das variáveis. A técnica usada para calcular este coeficiente, supõe que a associação entre as variáveis seja linear, de tal forma que seja possível ajustar os valores em torno de uma recta. Se a relação apresentada no diagrama de dispersão não for do tipo linear, o coeficiente de correlação de Pearson deve ser considerado nulo.

Assim sendo este coeficiente é representado por r e assume valores entre – 1 e + 1. De tal forma que para:

- *r* = 1: Associação linear negativa forte; x aumenta e y decresce.
- **r** = 0 : Ausência de associação linear.
- *r* = + 1: Associação linear positiva forte; x aumenta e y aumenta.

III.2. Continuidade espacial (Variografia)

O estudo da variografia ou da continuidade espacial tem como objectivo o conhecimento da dispersão espacial dos dados experimentais e do grau de anisotropia entre as variáveis em questão.

O variograma é o instrumento utilizado para este fim e cinge-se em que representar quantitativamente a variação de um fenómeno regionalizado no espaço (Huijbregts, 1975). Estes permitem descrever quantitativamente a variação espacial das variáveis de interesse.

A natureza estrutural de um conjunto de dados (assumido pela variável regionalizada) é definida a partir da comparação de valores tomados simultaneamente em dois pontos, segundo uma determinada direcção. Esta medida do comportamento espacial da porosidade pode ser definida como a esperança matemática do quadrado da diferença entre os valores de pontos no espaço. Ao utilizar-se o semi-variograma nas principais direcções, é possível calcular as dimensões médias dos corpos ao longo destas direcções (Soares, 2006).

O estimador variograma (ou semi-variograma) fornece informação sobre a continuidade espacial de Z(x), para vários valores de h. Para cada azimute e *lag* (distância de separação), todos os valores medidos podem ser espacialmente correlacionados e expressos como um variograma, valor estatístico obtido pela equação 8:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{\alpha=1}^{N(h)} \left[Z(x_{\alpha}) - Z(x_{\alpha} + h) \right]^2$$
[8]

em que:

 $Z(x_{\alpha})$ é o valor da amostra na posição x_{α}

 $Z(x_{\alpha}+h)$ é o valor da amostra na posição $x_{\alpha}+h$

h é o lag distance

N(h) é o número de pares de pontos

Um variograma é um instrumento de continuidade espacial, de onde é pretendido retirar informação sobre a estrutura da dispersão da porosidade ou impedância acústica, subjacente aos valores de Z(x). Neste caso de estudo foi utilizado o programa Sgems para o cálculo de variogramas.

Após o cálculo dos vários variogramas experimentais para as diferentes direcções, a etapa seguinte consiste no ajuste a uma função atenuada conhecida. Nesta etapa pretende conjugar-se todo o conhecimento pericial e interdisciplinar que se tem do fenómeno, resumido numa só função os seus padrões de continuidade (Soares, 2006).

III.3. Krigagem

A krigagem é um método de regressão usado em geoestatística para aproximar ou interpolar dados. É também conhecido como "Processo Gaussiano de Regressão". A estimação com base em apenas um atributo insere-se no âmbito da Kriging. A estimação de um atributo à custa de outros atributos insere-se no âmbito da Cokriging (Soares, 2006).

III.3.1. Krigagem simples com médias locais

A krigagem simples com médias locais assume o conhecimento da média em todos os pontos a estimar m (x), que é a variável secundária $Z_2(x)$, donde o estimador numa localização genérica x_u é dado por:

$$z(x_{u})*_{sml} = Z_{2}(x_{u}) + \sum_{\alpha=1}^{N} \lambda_{\alpha} [z(x_{\alpha}) - Z_{2}(x_{\alpha})]$$
 [6]

III.3.2. Krigagem simples com deriva externa e média global m

A krigagem simples com deriva externa é uma variante da krigagem universal em que a deriva é uma função linear de uma variável secundária $Z_{2(x)}$, e onde se considera média global conhecida mglobal:

$$z(x_u)^*_{sde} = m_{global} + \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha \left[z(x_\alpha) - m_{global} \right]$$
^[7]

III.4. Simulação estocástica

Com um modelo de simulação de um fenómeno espacial pretendem criar-se imagens das características deste recurso, nas quais são reproduzidas a proporção e a maior ou menor continuidade espacial dos diferentes corpos, das heterogeneidades e das classes extremas dos histogramas dessas características (Soares, 2006).

A simulação, ou a representação por semelhança, serve-se destas assunções e actua sobre o novo problema, combinando a actualização, modificação e redefinição de objectivos ao longo dos trabalhos. Deste modo, os modelos de simulação, ao contrário dos de estimação, não fornecem a imagem mais provável das características de um recurso, mas sim um conjunto de imagens equiprováveis com a mesma variabilidade espacial dos valores experimentais. Nessas imagens são reproduzidas a proporção e a continuidade espacial dos diferentes corpos, heterogeneidades e classes extremas dos histogramas das características em estudo (Soares, 2006).

As vantagens do uso da simulação estocástica são a reprodução do modelo espacial, consistência com a informação secundária e o acesso à incerteza de um modelo de reservatório (Chambers R.L.

et al., 2000). Quantitativamente, a imagem simulada por um modelo de simulação pretende reproduzir a variabilidade do fenómeno através de dois estatísticos:

Função de distribuição:

$$F_{z}(z, x) = prob\{Z(x) < z\}$$
 [9]

em que:

F_z(z, x) é a função distribuição de uma variável z em x

Z(x) é o valor da variável em x

z é o limite das classes da função de distribuição.

Variograma $\gamma(h)$ que reproduz a continuidade espacial de Z(x).

Concretamente, se for designado o conjunto de valores simulados por $Z_c(x)$ e os valores experimentais por $Z(x_{\alpha})$, x_{α} = 1,...,n:

1. Para qualquer valor de z, a probabilidade dos valores das amostras ser menor que z é igual probabilidade dos valores simulados serem menores para o mesmo valor de z:

$$prob\{Z(x_{\alpha}) < z\} = prob\{Z_{c}(x) < z\}$$
[10]

em que:

 $Z(x_{\alpha})$ é o conjunto de valores experimentais

 $Z_c(x)$ é o conjunto de valores simulados

2. Sendo $\gamma(h)$ o variograma dos valores experimentais e $\gamma c(h)$ o dos valores simulados, então

 $\gamma(h)=\gamma c(h);$

Para além de ter a mesma variabilidade, a imagem simulada passa pelos mesmos pontos experimentais, i.e., para qualquer ponto x_{α} , o valor $Z(x_{\alpha})$ e o valor simulado $Z_c(x)$ coincidem ($Z(x_{\alpha})=Z_c(x)$) (condicionamento aos valores experimentais). Isto significa que a influência dos valores das amostras nos mapas simulados é determinada pela maior ou menor continuidade espacial denunciada nos modelos de variogramas.

A simulação estocástica é um processo de obtenção de realizações equiprováveis, a partir de modelos de distribuição de probabilidades de variáveis aleatórias. Embora os reservatórios não sejam o resultado de processos aleatórios, apresentam atributos que fazem com que se comportem como se o fossem. Exemplos disso são os processos físicos e químicos que alteram, frequentemente, as características iniciais do reservatório. Os resultados da simulação estocástica podem ser resumidos numa distribuição de probabilidade das realizações independentes geradas (Chambers *et al.*, 2000).

III.4.1. Simulação sequencial

A simulação sequencial baseia-se na aplicação da relação de Bayes em passos sequenciais sucessivos (equação 11), em que Z_n é uma variável aleatória e $F(Z_n)$ a sua função de distribuição.

$$F(Z_1, Z_2, Z_3, ..., Z_n) = F(Z_1)(Z_2 \mid Z_1)F(Z_3 \mid Z_1, Z_2)...F(Z_n \mid Z_1, Z_2, ..., Z_{n-1})$$
[11]

Deste modo, o conjunto de valores $Z_1,...,Z_n$ com uma lei de distribuição conjunta $F(Z_1,Z_2,Z_3,...,Z_n)$ pode ser obtido através da simulação sequencial das diferentes distribuições condicionais (Soares, 2006).

A geoestatística é utilizada para a estimação das funções de distribuição cumulativa condicionais em processos espaciais. Assim, existem dois métodos para caracterizar a dispersão espacial das propriedades de um reservatório, que apresentam o facto comum de necessitarem ambos da transformação da variável original num conjunto de variáveis, indicatriz e gaussiana, respectivamente:

 Simulação Sequencial da Indicatriz (SIS), em que as funções de distribuição condicionais são estimadas pela krigagem da indicatriz; garante, em teoria, que as imagens simuladas apresentam os mesmos variogramas e histograma de dados experimentais e a condicionalização a estes, condições requeridas para um processo de simulação (Deutch e Journel, 1991, Goovaerts, 1997, *in* Soares, 2006).

 Simulação Sequencial Gaussiana (SGS), em que as funções de distribuição condicionais são estimadas por krigagem multi-gaussiana; são garantidas, teoricamente, as mesmas condições para um processo de simulação que a SIS (Gomez Hernandez e Journel, 1993, Deutsch e Journel, 1991, *in* Soares, 2006).

III.4.2. Simulação e Co-simulação Sequencial Directa (SSD e CO-SSD)

Os dois métodos de simulação sequencial atrás descritos – SSI e SSG têm uma característica comum: necessitam ambos da transformação da variável original num conjunto de variáveis indicatriz, no caso da SSI, e numa variável Gaussiana no caso da SSG. Portanto, esta transformação pode ser um inconveniente particularmente quando, no primeiro método, o número de variáveis indicatriz, correspondentes as classes do histograma, é elevado o que torna difícil a estimação dos variogramas daquelas classes, ou no caso da SSG, quando o histograma é bastante assimétrico, os variogramas da variável original são dificilmente reproduzidos (Soares, 2006).

A simulação sequencial directa (SSD) é um método de simulação que utiliza a variável original não carecendo de qualquer transformação, o que é claramente uma vantagem em relação à SSG ou á SSI para a simulação ou co-simulação de variáveis contínuas (Soares, 2006).

A SSD utiliza as médias e variâncias locais para uma re-amostragem da função de distribuição cumulativa (*fdc*) original, de modo a construir uma nova função centrada na média local e com amplitude derivada da variância local, sendo estes parâmetros locais resultados da krigagem simples.

O método utilizado passa por utilizar uma lei de distribuição gaussiana como função auxiliar, mas importa referir que não é uma transformação dos dados originais para ambiente gaussiano como a SSG. Para simular uma variável Z(x) em N nós sobre uma área A, a SSD resume-se às seguintes etapas (Soares, 2001):

a)Escolha de uma sequência aleatória que percorra todos os N nós a simular

-Em cada nó x_u simulação do valor de $z^s(x_u)$:

-Estimação da média e variância de z(x), respectivamente $z(x_u)^* e \sigma^2_{sk}(x_u)$ por krigagem simples.

-Re-amostrar localmente o histograma de $z(x_u)$, utilizando, por exemplo, uma transformação gaussiana (ϕ) da variável Z(x); cálculo de y(x_u)*= $\phi[z(x_u)^*]$;

-Geração de um número aleatório p, a partir de uma lei uniforme U entre [0,1];

-Geração do valor y^s a partir de G(y(x_u)*, $\sigma^{2}_{sk}(xu)$):

$$y^{s} = G^{-1}(y(x_{u})^{*}, \sigma^{2}_{sk}(xu), p);$$
 [12]

- Retorno do valor simulado da variável primária $z^{s}(xu) = \phi^{-1}(y^{s})$.

No caso de um conjunto de variáveis serem espacialmente dependentes a sua simulação deve reproduzir essa correlação, assim como as distribuições e variogramas individuais. Para tal, os valores das variáveis devem ser gerados a partir de uma simulação conjunta ou co-simulação (CO-SSD) (Soares, 2006).

O processo de co-simulação pode ser implementado com a simulação gaussiana, simulação sequencial da indicatriz ou com a simulação sequencial directa. A utilização da CO-DSS tem a vantagem de reproduzir melhor os variogramas e covariogramas das variáveis simuladas pois são usados os variogramas e covariogramas das variáveis originais (Soares *et al.*, 2005).

O mesmo algoritmo mostrado acima pode ser aplicado para a simulação com variáveis considerando informação secundária $Z_2(x)$, utilizando, agora, o estimador krigagem simples com informação secundária (médias locais, deriva externa, ou co-krigagem colocalizada).

III.5. Incerteza espacial

A incerteza pode ser definida como a probabilidade de o valor num dado ponto x_0 exceder ou ser menor do que um dado valor de corte, ou a probabilidade de o valor local de x_0 estar contido entre os dois quartis (Soares, 2006).

São conhecidos dois tipos de incerteza: local e espacial. Define-se incerteza local como aquela que contempla um ponto ou área específica (probabilidade individual), tal como citado acima. No entanto, a geoestatística centra-se na probabilidade de um conjunto de pontos exceder, simultaneamente, um dado valor limite (probabilidade conjunta). Esta última entende-se por incerteza espacial e resulta do comportamento simultâneo do conjunto de variáveis, e para a sua determinação usam-se modelos geoestatísticos de simulação.

Para avaliar a incerteza espacial, i.e., a probabilidade conjunta de vários pontos no espaço excederem o mesmo valor de corte, são usados os modelos geoestatísticos de simulação, com os quais se pretende gerar um conjunto de imagens do fenómeno espacial, nas quais os estatísticos de variabilidade espacial (histograma e variograma ou covariância espacial), quantificados pelas amostras, são reproduzidos. Estas imagens, com igualdade de representação do fenómeno espacial, denominam-se imagens equiprováveis (Soares, 2006).

IV. RESULTADOS E ANÁLISES

IV.1. Noções das variáveis em estudo

Para a realização deste trabalho foram fornecidos dados de 10 poços no total e do referido cubo de impedâncias acústicas que serve como informação secundária e complementar para a caracterização e estudos destes poços. Dentre os dados fornecidos relativamente a informação dos poços constam as seguintes variáveis:

- -Impedância acústica
- -Permeabilidade

-Porosidade

IV.1.1. Cubo de impedâncias acústicas

A impedância acústica (*I*) é comummente referida como o quociente da tensão pela velocidade de propagação das partículas, resultado do produto produto entre a densidade de rocha (ρ) e a velocidade compressional de propagação da onda (*V*).

Ao tratar-se de dois meios elásticos, espessos, homogéneos e isotrópicos, a reflectividade de incidência normal para ondas que se deslocam de um meio para outro, é resultado do quociente do

deslocamento da amplitude *Ar* da onda reflectida pelo deslocamento de amplitude da onda incidente *Ai*, sendo definida pela equação 11:

$$R_{12} = \frac{A_r}{A_i} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}$$
^[11]

Em que I é a impedância acústica, R o coeficiente de reflexão, os índices 1 e 2 são respectivamente os meios superiores e inferiores de propagação da onda, na direcção de transmissão da mesma.

Para a selecção dos poços foi efectuado o registo contínuo dos perfis densidade (RHOB) e sónico (DT), que são fundamentais para a geração da variável impedância acústica. Esta é o resultado da multiplicação do inverso dos valores do perfil sónico (Vp) pelos valores de densidade (RHOB) (Mavko et al., 1998). Como mostra a equação 12:

Para que fosse possível gerar o cubo de impedâncias acústicas, a geoestatística assumiu um papel importante na medida em que permitiu a geração do modelo 3D do mesmo. Para a estimação do valor em um ponto da região foi adoptada a krigagem ordinária.

O método sísmico é muito utilizado em estudos de reservatórios, pois permite gerar mapas de variáveis que forneçam um significado geológico e que possam ser relacionados com a profundidade das estruturas e das propriedades petrofisicas que constituem o reservatório.



Figura 10 - Visualização do cubo de impedâncias acústicas

- a) Imagem do cubo e respectiva escala de cores.
- b) c) d) Imagens do mesmo cubo em diferentes planos.

Nas figuras abaixo (fig. 13 e fig. 14) podem ser visualizados os poços e a sua distribuição ao longo do cubo, de tal forma que se pode ter uma ideia sobre a distância entre eles, tendo em conta que a grid tem as seguintes dimensões (70;56;50) para x, y e z respectivamente.



Figura 11 - Visualização e localização dos poços em estudo



Figura 12 - Visualização e numeração dos poços em estudo
IV.1.1.1. Identificação de geobodies conectados

A conectividade representa uma das propriedades fundamentais de um reservatório que afecta directamente a recuperação. Se uma parte do reservatório não está ligada a um poço, ela não pode ser drenada. Geobody ou conectividade sandbody é definida como a percentagem do reservatório que está conectado, e conectividade do reservatório é definida como a percentagem do reservatório que está conectada aos poços (Allen et al.,1978).

Conectividade de reservatório simplesmente, é definida como a proporção do reservatório ligado aos poços (Fig. 15). Porque a conectividade do reservatório requer informações sobre os poços, e é exclusivo para a sua localização, a conectividade do reservatório é tanto a propriedade de um poço e uma propriedade do reservatório.

Abaixo é mostrada as imagens que mostram os geobodies conectados aos dados de impedância acústica dos poços do reservatório em estudo.



Figura 13 - Geobodies conectados aos poços do reservatório em estudo

IV.1.2. Impedância acústica

A impedância acústica é dada por:

```
IA= (velocidade da formação x densidade da formação). [13]
```

A impedância acústica é um atributo sísmico muito usado no mapeamento da porosidade. E isto porque a IA tem uma correlação negativa com a porosidade. Assim sendo, quanto maior for a IA, menor será a porosidade. Essa relação surge do facto de a impedância acústica propagar-se mais rápido em meios com baixa porosidade e vice-versa. Portanto, esta boa correlação faz com que possa ser utilizada informação da impedância acústica como complemento para o mapeamento e estudo da porosidade.



Figura 14 - Visualização da distribuição da impedância nos poços



Figura 15 - Visualização da distribuição da impedância nos poços

A partir das imagens acima mostradas, figuras 16 e 17, é possível verificar que os valores de impedância acústica são mais baixos nos poços 9 e 8, ou seja são os poços que apresentam valores mais baixos de impedância acústica. Nos restantes poços os valores variam de médios a altos, com

predominância de valores na gama de 6558 á 7276. Supõe-se que os poços com valores elevados de Impedância acústica apresentem valores baixos de porosidade, uma vez que estas duas propriedades apresentam correlação negativa.

IV.1.3. Porosidade (porosidade efectiva)

A porosidade é uma medida ou um parâmetro utilizado para descrever os espaços vazios que se podem encontrar em um material, neste caso, numa rocha. Ela caracteriza a forma como os grãos que constituem uma determinada rocha podem ou não estar compactados entre si.



Figura 16 - Localização dos poços e distribuição da porosidade no cubo



Figura 17 - Distribuição da porosidade nos poços

Pela observação da distribuição da porosidade nos poços, figuras 18 e 19, pode observar-se que os poços que apresentavam valores altos de impedância, apresentam valores baixos de porosidade. O poço 10 salienta-se por apresentar os valores mais baixos da referida propriedade, o que pode afectar a média do conjunto de poços para a porosidade. Outro poço que talvez mereça alguma evidência, é poço 7, em que são verificados valores baixos de porosidade ao longo do poço e valores médios, ou seja, variando numa escala de 0.1519 a 0. 2563

IV.1.4. Permeabilidade (K)

A permeabilidade é um parâmetro petrofisico que expressa a capacidade que a rocha tem de transmitir fluidos. Ela permite quantificar as características hidráulicas da rocha reservatório e é usualmente medida por aplicação da lei de Darcy.



Figura 18 - Localização dos poços de porosidade na grid



Figura 19 - Visualização da distribuição da porosidade nos poços

Dos 10 poços apenas 7 poços são de permeabilidade e é de notar que os valores de permeabilidade são muito baixos para todos eles, estes valores variam no intervalo de 0.000000016 a 180.4. Os poços 2 e 3 são os que parecem apresentar menos valores de permeabilidade. Alguns valores relativamente elevados são apresentados nos poços, valores que estão na gama de 541.2 á 721.6. O poço 4 pode ser realçado por apresentar valores totalmente baixos, sem a existência de algum valor superior a 360,8. Pode dizer-se que este campo petrolífero apresenta impedâncias e porosidades relativamente altas, mas que é muito pouco permeável, ou seja, os valores de permeabilidade são muito baixos. Uma análise individual e o referido relatório estatístico foram feitas para cada um dos poços, estes aspectos e respectivas imagens são apresentadas na secção IV dos anexos.

IV.2. Analise univariada



IV.2.1. Impedância acústica

Figura 20 - Histograma dos dados da impedância e respectiva função cumulativa de probabilidade

Os dados de impedância apresentam uma média de 6608,9 e uma variância de 152344, a sua função de distribuição de probabilidade que se pode aferir vendo o histograma, encontra-se próxima de uma distribuição normal. Trata-se de um histograma simétrico em que a frequência é mais alta no centro ou muito próximo dele e decresce gradualmente para as caudas de maneira simétrica (forma de sino). A média e a mediana são aproximadamente iguais e localizam-se no centro do histograma.

IV.2.2. Permeabilidade



Figura 21 - Histograma dos dados da permeabilidade e respectiva função cumulativa de probabilidade

Os dados da permeabilidade constam de 329 amostras, têm uma média de 54,6902 e uma variância de 18528,9, pode constatar-se que a função de distribuição mais se aproxima da lei de pareto, ou seja, apresenta frequência mais altas nos valores mais baixos e a frequência vai diminuindo a medida que os valores aumentam. Verifica-se que existem dois picos e que a frequência é baixa entre eles, pode sugerir-se que existe uma mistura de dados com médias diferentes. Esta pequena população verificada a direita pode ser devida a uma fractura, uma vez que a permeabilidade é também um indicador de transmissividade de um fluido ou de um gás, estes pequenos espaços bem podem significar falhas ou fracturas. Normalmente num reservatório petrolífero é comum existirem permeabilidades mais baixas relativamente as outras propriedades.



IV.2.3. Porosidade

Figura 22 - Histograma dos dados da porosidade e respectiva função cumulativa de probabilidade

Os dados de porosidade constam de 443 amostras, apresentam uma média de 0,254395 e uma variância de 0,00155895, a sua função de distribuição de probabilidade parece ser muito semelhante a impedância, encontra-se próxima de uma distribuição normal. Trata-se de um histograma simétrico em que a frequência é mais alta no centro ou muito próximo dele e decresce gradualmente para as caudas de maneira simétrica ou quase simétrica. A média e a mediana são aproximadamente iguais.





Figura 23 - Histograma do cubo de impedância acústica e respectiva função cumulativa de probabilidade

O cubo de impedâncias acústicas consta de 196000 amostras e apresenta uma média de 6492,94 e uma variância de 58180,8. Apresenta uma distribuição normal e é verifica-se que é um histograma simétrico em que a frequência é mais alta no centro e decresce gradualmente para as caudas de forma simétrica. A média e a mediana apresentam-se muito próxima uma da outra e tendem para o centro do histograma.

IV.3. Analise Bivariada

IV.3.1. Scatterplot



Figura 24 - Scatterplot, correlação entre a permeabilidade e a impedância acústica

Ao analisarmos este scatterplor podemos verificar que quase não existe dependência entre estas duas variáveis, uma vez que o coeficiente de correlação calculado é de -0.210065, de tal forma que dada a distribuição de pontos não se consegue ajustar uma recta de regressão linear, portanto um coeficiente muito baixo. Dada a pouca correlação entre estas duas variáveis, talvez não seja tão necessário analisar as relações dessas propriedades nos referidos poços.



Figura 25 - Scatterplot, correlação entre a permeabilidade e a porosidade

A mesma análise feita para a figura 26 pode ser aplicada para o scatterplot mostrado acima (figura 27), entre a permeabilidade e a porosidade. O coeficiente de correlação é agora positivo, mas ainda assim muito baixo em módulo, portanto, correlação muito baixa e com muito pouco interesse para as analises que serão feitas adiante.



Figura 26 - Scatterplot, correlação entre a porosidade e impedância acústica

Neste scatterplot já se pode observar uma correlação de alguma forma mais elevada que as restantes, -0,666174. A partir desta correlação pode dizer-se que valores elevados de impedância correspondem a valores baixos de porosidade e vice-versa. Esta informação será muito importante para os estudos que se seguem. Deve notar-se também que como estas duas variáveis apresentam uma correlação de alguma forma significativa em módulo, a informação de uma pode ser usada para complementar a outra, atendendo sempre que a correlação é negativa, ou seja, que quando uma cresce a outra decresce.

IV.3.2. Identificação de valores anómalos

Foi feito um estudo de cada poço individualmente com o objectivo de verificar que poços apresentam valores que podem de alguma forma influenciar fortemente as médias, variâncias ou os coeficientes de correlações globais, pois, como é verificado nos gráficos de dispersão acima mostrados, as correlações globais não são muito altas, considerando que uma boa correlação é aquela que se situa entre 0.7 a 1 (em módulo). Com excepção da correlação entre a porosidade e a impedância acústica, as restantes relações entre variáveis apresentam coeficientes de correlação muito baixos. Este estudo é muito importante, pois na altura de efectuar-se as simulações será determinante para a escolha do tipo de krigagem a adoptar, krigagem com médias locais ou krigagem com correlações globais. Claro que optarei por o conjunto de correlações que apresentar valores mais elevados ou que representar melhores correlações. Portanto, em anexos IV são mostradas as figuras resultantes do estudo de cada um dos poços para as diferentes variáveis em estudo.

IV.3.3. Polígono de influência das correlações

Para um melhor conhecimento do grau de correlação entre os 10 poços em estudo, foi calculado um polígono de influencias com as correlações de cada poço (correlações entre a porosidade e a impedância acústica), considerou-se que são estas as variáveis que apresentam correlações mais fortes, pois a permeabilidade primeiramente por ser uma propriedade muito condicionada por factores como a estrutura da própria rocha, a existência ou não de falhas ou de fracturas, acaba por ser pouco fidedigna a sua correlação com as restantes variáveis, em segundo lugar no estudo feito as suas correlações com as restantes variáveis apresentavam sempre valores muito reduzidos na ordem dos -0.21 a 0.35. Para a determinação do polígono de influências foi utilizado o aplicativo ArcGis e a respectiva visualização foi feita no Sgems.



Figura 27 - Polígono de influência das correlações entre a impedância e a porosidade.

A figura acima representa o polígono de influências com os poços dispostos de acordo os seus coeficientes de correlação e é apresentada a escala de cores que corresponde aos diferentes valores dos coeficientes de correlação (impedância vs porosidade) para melhor análise de cada poço.

É verificado que os poços 8 e 9 apresentam as correlações mais altas (zona de cor azul escuro) em módulo e o poço 10 apresenta as correlações mais baixas (zona de cor azul escura) também considerando o módulo.



Figura 28 - Imagem do polígono de influências com os poços e respectivas correlações (impedância e porosidade).



Figura 29 – Imagem do polígono de influências com os poços e respectivas correlações (impedância e porosidade).

Cada região do polígono corresponde a zona abrangida pela correlação de acordo a escala apresentada, assim sendo a região a azul que alberga os poços 8 e 9 corresponde as correlações que variam de -9195 á -0.8657, e assim sucessivamente.

Foi feita uma tabela com as correlações entre as variáveis em estudo para melhor se poder organizar melhor esta informação e analisar quais os poços mais influenciam no aumento ou decréscimo dos coeficientes de correlação globais.

| Poços | AI/PHIE | AI/K | K/PHIE |
|---------|-----------|-----------|------------|
| Poço 1 | -0.778515 | -0.179377 | 0.432052 |
| Poço 2 | -0.683995 | -0.081124 | 0.403831 |
| Poço 3 | -0.774791 | -0.25092 | 0.052109 |
| Poço 4 | -0.753338 | -0.180702 | 0.00473666 |
| Poço 5 | -0.646491 | -0.301405 | 0.505055 |
| Poço 6 | -0.817772 | -0.350397 | 0.472361 |
| Poço 7 | -0.661671 | -0.224358 | 0.550884 |
| Poço 8 | -0.919463 | - | - |
| Poço 9 | -0.780766 | - | - |
| Poço 10 | -0.596906 | - | - |

Tabela 1 - Correlações para cada poço

A correlação global calculada entre AI e Phie foi cerca de -0.67, portanto de acordo com a tabela acima fez-se uma análise dos poços que provavelmente fazem baixar a correlação global do conjunto de poços, nesta ordem foram analisados os poços 5 e 10, uma vez que são estes os que apresentam valores mais baixos de correlação.



Figura 30 - Poço 5. Análise de valores anómalos

Foram retirados os valores anómalos correspondes aos pontos mostrados na tabela acima, ou seja os pontos com coordenadas (5993.021973; 0.316953) e (6887.127441; 0.195884).

No caso do poço 5 verificou-se que a exclusão destes valores apenas baixam o coeficiente de correlação para -0.60, portanto verifica-se quetem muito pouca influência na correlação global.



Figura 31 - Poço10. Análise de valores anómalos

De igual forma foi feita a análise para o poço10 e foram retirados os pontos (6719.741211; 0.237858) e (7285.873047; 0.18818).

Para o poço 10 verificou-se que se forem retirados ambos os pontos o coeficiente de correlação aumenta para -0.67, ao passo que se for retirado somente o ponto com coordenadas (6719.741211; 0.237858), o coeficiente de correlação para este poço aumenta para -0.76. Pode concluir-se que este valor anómalo tem grande influência no cálculo das correlações globais. No entanto deve ser considerado aquando da realização das simulações.

IV.4. Continuidade espacial (Variografia)

O estudo da variografia foi feito com o objectivo de ter-se uma ideia acerca da distribuição de cada uma das variáveis no espaço, para tal foram calculados variogramas experimentais para diferentes direcções e verificou-se que os variogramas de maior qualidade não apresentavam muita diferença com relação a sua ortogonal, mas apenas serão aqui mostradas aquelas de maior interesse ou que apresentem maior continuidade espacial para cada variável. Também foi calculado o variograma omnidireccional para cada variável, apenas para poder visualizar a distribuição de cada variável sem considerar uma direcção em particular, no entanto, não se esta com isto a considerar que os poços ou que os dados sejam isotrópicos, uma vez que o variograma omnidireccional é calculado principalmente quando os dados têm igual distribuição nas diferentes direcções do espaço, para todos os efeitos, os dados em questão são anisotrópicos.

Para cada uma das variáveis foram calculados variogramas experimentais para as seguintes direcções, mas são aqui apresentados apenas aqueles que apresentaram maior continuidade espacial e que melhor distribuíram espacialmente os valores médios das variáveis em questão.



33676.99

4.83



24.16

, P()

IV.4.1.1. Impedância acústica

14.50

9.66

19.33



1995.74605

4.91

9.8

Impedância

Data

Sill

24.53

h()

14.72

19.62

Para a impedância acústica foi tomado como direcção principal a direcção 90;0 e os restantes variogramas são apresentados em anexos.





Figura 33 - Variogramas de permeabilidade





Figura 34 - Variogramas de porosidade.

Para a porosidade foi tomada a direcção principal como 90;0.

IV.4.1.4. Cubo de impedâncias acústicas



Figura 35 - Variogramas do cubo de impedâncias acústicas

IV.4.2. Variogramas ajustados

Todos os variogramas foram ajustados utilizando o modelo exponencial, por ser aquele que melhor se ajustou aos dados apresentados.





Figura 36 - Variogramas ajustados de impedâncias acústicas

| Direcção | Patamar | Amplitude |
|----------|------------|-----------|
| (0,0) | 149122,175 | 15,13 |
| (0,45) | 966,743 | 0,41 |
| (0,60) | 148624,981 | 171,79 |
| (0,-60) | 148624,306 | 17,18 |
| (0,70) | 136571,121 | 16,57 |
| (0,-70) | 151413,102 | 19,25 |
| (0,90) | 110155,324 | 29,95 |
| (0,-90) | 103425,189 | 7,81 |

Tabela 2 - Resumo do estudo da variografia da impedância acústica



IV.4.2.2. Permeabilidade

Figura 37 - Variogramas ajustados de permeabilidade

| Direcção | Patamar | Amplitude |
|----------|-----------|-----------|
| (0,0) | 18510,989 | 8,899 |
| (0,-45) | 15855,819 | 4,356 |
| (0,45) | 15065,344 | 0,889 |
| (0,60) | 16411,884 | 9,479 |
| (0,-60) | 17076,768 | 0,931 |
| (0,70) | 17998,412 | 22,336 |
| (0,-70) | 11171,064 | 1,340 |
| (0,90) | 8510,982 | 9,129 |
| (0,-90) | 17153,361 | 2,463 |

Tabela 3 - Resumo do estudo da variografia da permeabilidade

Para o estudo da variografia da permeabilidade a direcção (0;70) foi tomada como direcção principal.





Figura 38 - Variogramas ajustados de porosidade

| Direcção | Patamar | Amplitude |
|----------|---------|-----------|
| (0,0) | 0,002 | 19,410 |
| (0,-45) | 0,002 | 11,148 |
| (0,45) | 0,002 | 11,521 |
| (0,60) | 0,002 | 22,223 |
| (0,-60) | 0,001 | 38,268 |
| (0,70) | 0,002 | 58,432 |
| (0,-70) | 0,001 | 11,632 |
| (0,90) | 0,001 | 68,163 |
| (0,-90) | 0,001 | 54,653 |

Tabela 4 - Resumo do estudo da variografia da porosidade

A direcção 0;90 assumiu-se ser a direcção de maior continuidade.





Figura 39 - Variogramas ajustados do cubo de impedâncias acústicas.

| Direcção | Patamar | Amplitude |
|----------|-----------|-----------|
| (0,0) | 57685,785 | 19,353 |
| (45,0) | 5607,639 | 60,572 |
| (90,0) | 56686,961 | 14,361 |
| (-45,0) | 57349,444 | 15,751 |
| (0,90) | 57487,351 | 9,310 |

Tabela 5 - Resumo do estudo da variografia da porosidade

IV.5. Simulações

Foi feita a simulação sequencial directa considerando somente a informação dos poços e a co simulação sequencial directa, em que foi considerado o cubo de impedâncias acústicas como imagem secundária. Foram realizadas 30 simulações para a permeabilidade e a porosidade em cada um dos métodos de simulação e calculadas as médias e variâncias de cada conjunto de simulação para ver em como variaram os dados de simulação para simulação e para a comparação e quantificação da incerteza em cada método de simulação.

Para a realização da co-simulação foi necessário inverter os valores do cubo de impedâncias acústicas, uma vez que o aplicativo utilizado (DSSstudent) para a realização das co simulações não aceita que os dados de entrada da imagem secundária apresentem valores negativos. A co - simulação sequencial directa foi realizada por meio da krigagem com correlações locais, porque estas apresentavam valores mais significativos que as correlações globais, isto, para obtenção de melhores resultados a nível das simulações. Para a realização das simulações sequenciais directas foi utilizada a krigagem simples.

Todas as imagens resultantes das simulações efectuadas foram retidas com a orientação mostrada abaixo para facilitar a interpretação dos dados visualizados e a comparação com outras simulações.



Figura 40 - Orientação das imagens de simulação.

Segue-se nas páginas seguintes as imagens correspondentes a cada conjunto de simulação. É apresentada somente uma simulação de cada método, pois, uma vez que todas elas têm a mesma probabilidade tornasse desnecessário a apresentação de todas elas.

<u>MÉTODO 1</u>

IV.5.1. Simulação sequencial Directa

IV.5.1.1. Permeabilidade



Figura 41 - 1º Simulação da permeabilidade e respectivos histogramas.

- a) Cubo da 1º simulação da permeabilidade e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 42 - Histograma original da permeabilidade



Figura 43 - Histograma da simulação da DSS da permeabilidade



Figura 44 – Variogramas da 1º simulação da permeabilidade

A partir da análise da simulação em questão verifica-se que a variabilidade dos dados é superior em comparação com os dados originais. Pela comparação dos histogramas desta simulação e o histograma dos dados originais observa-se que a variância da simulação é um pouco superior, mas que no entanto as distribuições são próximas, ambas obedecem a lei de pareto, com frequências mais elevadas nas classes inferiores e decrescendo a medida que as classes aumentam. Pode dizer-se que esta simulação reflecte o conjunto de imagens equiprováveis com uma variabilidade espacial muito próxima dos dados experimentais. Foi feita a variografia da simulação em questão e o modelo exponencial, tal como se espera, foi o que melhor ajustou-se aos variogramas destas simulações, tal como foi ajustado para os dados experimentais da permeabilidade. As amplitudes das direcções calculadas nesta variografia estiveram próximas das direcções de amplitude máxima dos dados experimentais de permeabilidade.

<u> MÉTODO 1</u>





a)



Figura 45 - 1º Simulação da DSS da porosidade

- a) Cubo da 1º simulação da porosidade e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 46 - Histograma dos dados originais da porosidade



Figura 47 - Histograma da 1º simulação da DSS da porosidade



Figura 48 - Variogramas das DSS da porosidade

Por observação da 1º simulação da porosidade observa-se grande dispersão dos dados e alguma variabilidade em relação aos dados originais. Apresenta uma variância proxíma da variância dos dados originais, o que pode ser verificado pela análise estatística dos histogramas. A partir do cubo de porosidades acima mostrado verifica-se maior concentração de valores elevados em determinadas zonas e maior dispersão de valores baixos de porosidade. O histograma da simulação apresenta uma distribuição que se aproxima de uma normal, o mesmo tipo de distribuição observada para os dados originais da porosidade. Os variogramas acima mostrados reflectem a distribuição espacial das DSS da porosidade, apresentando amplitudes próximas das amplitudes mostradas nas direcções estudadas para a variografia dos dados experimentais de porosidade.

<u>MÉTODO 2</u>

IV.5.2. Co-simulação sequencial directa

IV.5.2.1. Permeabilidade



a)







Figura 49 - 1º Co-simulação da permeabilidade

- a) Cubo da 1º Co simulação da permeabilidade e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 50 - Histograma dos dados originais da permeabilidade



Figura 51 - Histograma da 1º CoSSD da permeabilidade



Figura 52 – Variogramas das simulações da CoDSS da permeabilidade

Nesta simulação da permeabilidade verifica-se que a variância das simulações encontra-se mais próximo da variância dos dados experimentais em comparação com o que acontece na DSS da permeabilidade, em que essa diferença é muito maior. O histograma das simulações segue a mesma distribuição que os dados experimentais de permeabilidade e as amplitudes dos variogramas das mesmas simulações encontram-se próximas das amplitudes das direcções dos dados experimentais.

<u>MÉTODO 2</u>

IV.5.2.2. Porosidade



a)



Figura 53 - 1º Co-simulação da porosidade

- a) Cubo da 1º Co-simulação da porosidade e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3







Figura 55 - Histograma da 1º CoSSD da porosidade



Figura 56 - Variogramas da CoDSS da porosidade

Nesta co-simulação da porosidade em que foi utilizada a informação do cubo de impedâncias acústicas como imagem secundária, verifica-se que nas regiões que correspondiam a valores baixos de impedância no cubo, aqui na imagem simulada correspondem a valores altos de porosidade e vice-versa, o que confirma a correlação estuda no início entre a porosidade e a impedância. As distribuições dos histogramas são ambas normais, caracterizadas por valores mais altos no centro e decrescendo de forma simétrica para as extremidades. A variância é superior em relação aos dados originais, o que reflecte maior dispersão estatística dos dados. Os variogramas resultantes do cálculo da variografia para as simulações foram igualmente ajustados com o modelo exponencial, a semelhança do que acontece com os variogramas dos dados experimentais da porosidade.

IV.6. Quantificação da incerteza (Médias e Variâncias)

IV.6.1. Médias





a)



Figura 57 - Média das 30 simulações da permeabilidade

- a) Cubo da média das 30 simulações da permeabilidade respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 58 - Histograma dos dados originais da permeabilidade



Figura 59 - Histograma da média das 30 SSD da permeabilidade

Nesta imagem podemos observar a média das 30 simulações da permeabilidade e como era de se esperar, verifica-se grande concentração de valores baixos tal como os dados experimentais de permeabilidade. Verifica-se também nas figuras a) b) e c) grande probabilidade de ocorrência de um valor médio, talvez pela frequência que aparece em todas as realizações da permeabilidade.

IV.6.1.2. Média das CODSS de permeabilidade (MÉTODO 2)



Figura 60 - Média das 30 Co - simulações da permeabilidade

- a) Cubo da média das 30 Co-simulações da permeabilidade respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 61 - Histograma dos dados originais da permeabilidade



Figura 62 - Histograma da média das 30 CoSSD da permeabilidade

São aqui apresentadas a média das 30 co-simulações da permeabilidade e os histogramas originais e o histograma da média das simulações. Verifica-se que há maior ocorrência de valores baixos e alguns valores médios, pode dizer-se que são os valores que aparecem com mais frequência nas simulações efectuadas. Analisando o histograma da média com os histogramas das realizações ou co-simulações da porosidade verifica-se que tem a tendência para seguir o mesmo tipo de distribuição. Portanto, é possível verificar onde há maior concentração de valores a partir do histograma e de alguma forma a maior probabilidade de ocorrência destes valores.

IV.6.1.3. Média da DSS de porosidade (MÉTODO 1)



Figura 63 - Média das 30 simulações da porosidade

- a) Cubo da média das 30 simulações da porosidade e respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 64 - Histograma dos dados originais da porosidade



Figura 65 - Histograma da média das 30 SSD da porosidade

É verificada a média das 30 simulações de porosidade e respectivos histogramas original e da média das simulações. Observa-se grande concentração de valores médios e relativamente altos, assim como alguma tendência para valores baixos em pequenas regiões. Verifica-se no entanto que as simulações apresentam um comportamento semelhante a sua média e que o histograma segue o mesmo tipo de distribuição não só das simulações como dos dados originais também. Portanto, uma distribuição normal, com maior concentração de valores no centro, diminuindo para os dois lados de forma quase que simétrica.



IV.6.1.4. Média da CODSS de Porosidade (MÉTODO 2)

Figura 66 - Média das 30 Co-simulações da porosidade

- a) Cubo da média das 30 Co- simulações da porosidade e respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 67 - Histograma dos dados originais da porosidade



Figura 68 - Histograma da média das 30 CoSSD da porosidade

São aqui representadas as imagens que reflectem o cubo de médias da porosidade e os histogramas dos dados originais e da média da co- simulação da porosidade. Primeiramente é verificada a semelhança de cada uma das simulações com a média e de facto a similaridade é muito alta. Observa-se grande concentração de valores altos em determinadas zonas e valores médios a baixos nas restantes regiões. A média apresenta uma distribuição normal, o mesmo tipo de distribuição presente no histograma das simulações e dos dados originais.

IV.6.2. Variâncias

IV.6.2.1. Variância das DSS de permeabilidade

a)



Figura 69 - Variância das 30 simulações da permeabilidade

- a) Cubo da variância das 30 simulações da permeabilidade respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3


Figura 70 - Histograma dos dados originais da permeabilidade



Figura 71 - Histograma da variância das 30 SSD da permeabilidade

É observado acima o cubo de variância das simulações sequências directa da permeabilidade e verifica-se uma variância não muito alta, mas significativa. A esta variância está associada uma incerteza também de alguma forma significativa. Nalgumas regiões são verificados alguns pontos em que a variância é mais elevada, logo, maior incerteza. Pode dizer-se que de acordo a imagem visualizada, existem valores diferentes de simulação para simulação em cada ponto. Isto, para as regiões que reflectem maior incerteza. Nas regiões de variância baixa, claramente os valores em cada ponto estiveram muito próximos uns dos outros em cada simulação.



IV.6.2.2. Variância das CODSS de permeabilidade

Figura 72 - Variância das 30 Co-simulações da permeabilidade

Na figura acima são visualizadas as seguintes imagens:

- a) Cubo da variância das 30 Co-simulações da permeabilidade e respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 73 - Histograma dos dados originais da permeabilidade



Figura 74 - Histograma da variância das 30 CoSSD da permeabilidade

Pela visualização do cubo de variâncias da simulação da permeabilidade e respectivos histogramas dos dados originais e da variância das realizações ou simulações verifica-se que a variância da permeabilidade é baixa no geral, e com isto pode afirmar-se não existiram valores muito diferentes de simulação para simulação e que estes mantiveram-se sempre próximos uns dos outros ao longo das simulações efectuadas. De forma geral a incerteza associada a este modelo da porosidade é baixa, mas verificam-se algumas regiões e que esta incerteza é um pouco mais alta, as regiões com tos mais claros representam uma variabilidade alta e portanto maior incerteza. Pode dever-se naturalmente a existência de valores altos em algumas simulações e valores altos noutras simulações, nesta mesma região.

IV.6.2.3. Variância das DSS de porosidade



Figura 75 - Variância das 30 simulações da porosidade

Na figura acima são visualizadas as seguintes imagens:

- a) Cubo da variância das 30 simulações da porosidade e respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1
- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 76 - Histograma dos dados originais da porosidade



Figura 77 - Histograma da variância das 30 SSD da porosidade

A partir deste cubo de variância da porosidade verifica-se que a variância é elevada em grande parte dele e que os valores variam de médios a altos, portanto o nível de incerteza associado a estes dados é elevado. Apenas algumas regiões apresentam incertezas relativamente baixas e que podem transmitir alguma confiança quanto aos dados de porosidade nas mesmas. Naturalmente que esta incerteza pode dever-se a grande variabilidade dos valores de porosidade em cada ponto, isto é, de simulação para simulação. Observa-se ainda que o histograma da variância apresenta uma distribuição semelhante a distribuição dos dados originais e das restantes simulações, ou seja, distribuição normal; os valores têm frequência mais alta no centro e vão diminuindo simetricamente para ambos os lados.



IV.6.2.4. Variância das CODSS de porosidade

Figura 78 - Variância das 30 Co-simulações da porosidade

b)

c)

Na figura acima são visualizadas as seguintes imagens:

- a) Cubo da variância das 30 Co-simulações da porosidade e respectiva e escala de cores.
- b) Perspectiva do cubo no plano 1

a)

- c) Perspectiva do cubo no plano 2
- d) Perspectiva do cubo no plano 3



Figura 79 - Histograma dos dados originais da porosidade



Figura 80 - Histograma da variância das 30 CoSSD da porosidade

Ao contrário da permeabilidade, a variância parece ser um pouco maior no caso da porosidade. São no entanto verificadas regiões em que a variância é muito baixa o que lhes confere uma baixa incerteza quanto a ocorrência destes valores nestas regiões. No entanto, em quase toda a extensão do cubo de porosidade verificam-se variâncias com valores um pouco mais elevados, valores médios de acordo a escala apresentada, de tal forma que nestas regiões a incerteza é também um pouco mais elevada. O histograma da variância tende a seguir uma distribuição normal, verificando-se alguma diferença com relação ao histograma dos dados originais, portanto tende um pouco para a esquerda.

V. ANÁLISE CONCLUSIVA

Após a realização das 30 simulações para cada método de simulação, e feito o cálculo das médias e variâncias para cada um, atendendo que foram tratadas as variáveis permeabilidade e porosidade, verificou-se que o método 1, em que se utilizou a simulação sequencial directa e se teve em conta somente a informação dos poços, apresenta mais incerteza que os resultados da co-simulação sequencial directa (método 2).

Nas realizações obtidas como resultado da simulação sequencial directa verificaram-se zonas de forte variabilidade para a porosidade e, em menor escala, para a permeabilidade. No entanto, as realizações que foram obtidas pela co-simulação sequencial directa co-localizada com correlações locais, e para as quais se utilizou a imagem do cubo de impedâncias como informação secundária, revelaram menor variabilidade e menor incerteza relativamente ao método anterior. As correlações e informações da análise univariada e bivariada foram de grande importância para a análise e interpretação das imagens obtidas apôs as simulações. A menor incerteza obtida para as duas variáveis no método de co-simulação está em grande parte relacionada com a informação que foi possível extrair do cubo de impedâncias, particularmente no caso da porosidade que apresenta uma boa correlação com a impedância acústica.

Portanto, conclui-se que pelo menor grau de incerteza associado às realizações (simulações) a cosimulação sequencial directa é o método que melhor estima a incerteza das variáveis permeabilidade e porosidade, no caso de estudo em questão. Isto deve-se ao facto de se usar o mapa da impedância acústica (cubo de impedâncias acústicas) para simular ou prever o comportamento da permeabilidade e porosidade.

De uma forma geral, quanto mais informação secundária fosse possível condicionar à simulação das variáveis, e dependendo da correlação que podesse existir entre essa informação secundária e a informação das variáveis, melhor o desempenho do algoritmo. Acaba por ser muitas vezes um bom método para a análise ou quantificação da incerteza de determinada propriedade.

VI. BIBLIOGRÁFIA

Allen 1978, 1979; Allard & HERESIM Group 1993; Pardo-Iguzquiza & Dowd, 2003. Geobodies

ARARIPE, P.T. & FEIJÓ, F.J. 1994. Bacia Potiguar. Bol.de Geoc. Da PETROBRÁS.

BERTANI, R.T.; COSTA, I.G. MATOS, R.M.D. 1990. Evolução Tectono – Sedimentar Estilo Estrutural e o Habitat do Petróleo na Bacia Potiguar. In. Raja Gabaglia, G.P.; Milani, E.j..Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRÁS.p.291-310.

Carvalho, P., Carvalho, J.(2009)- MATEMÁTICA, ENSINO SECUNDÁRIO 10º ano.

Chambers, Richard L.; Yarus, Jeffrey M. & Hird, Kirk B (2002) - Quantitative Use of Seismic Attributes for Reservoir Characterization, Quantitative Geoscience, Inc., U.S.A.

Chapman, R. E. (1973) - Petroleum Geology, a Concise Study. Elsevier, Amsterdam. Divisão de Hidrocarbonetos e Recursos Minerais - O Petróleo, da Pesquisa à Produção. Partex CPS, Lisboa.

Davis, J. C. (1986) - Statistics and Data Analysis in Geology. Wiley, 646 pp.

Deutsch, Clayton & Journel, A.G. (1991) – The Application of Simulated Annealing to Stochastic Reservoir Modeling, Report 4, Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, CA.

Deutsch, Clayton V. (2002) – Geostatistical Reservoir Modeling, Applied Geostatistics Series, Oxford University Press.

Gomes J. S; Alves F. B. (2007) - Universo da industria petrolífera, FCC

Gomez Hernandez e Journel, 1993, Deutsch e Journel, 1991, in Soares, 2006.

HUIJBREGTS, C.J. Regionalized variables and quantitative analysis of spatial data. In: Davis, J.C. & McCullagh, M.J. (ed) Display and analysis of spatial data. New York, John Wiley. p.38-53. 1975.

MAVKO G, MUKERJI T & DVORKIN J. 1998. The Rock Physics Handbook, Cambridge University Press. 339 pp.

MONT'ALVERNE, A. A. F.; JARDIM DE SÁ, E. F.; DERZE, G.R.; DANTAS, J. R. A.; VENTURA, P. E. O., 1998. Mapa Geológico do Estado do Rio Grande do Norte. Escala 1:500.000. Natal, DNPM/UFRN/PETROBRÁS/CRM.

Pereira, H. G. & Sousa, A. J. (1988) - *Tratamento de Quadros Multidimensionais*. CVRM, IST/UTL, 105 pp.

Silva, António C. (1999) - Planeamento e Gestão de Recursos Petrolíferos, Instituto Superior Técnico, Lisboa.

Soares, A. (2001) – Direct Sequential Simulation and Co simulation, Mathematical Geology, Vol.33, No 8, International Association for Mathematical Geology (p.911-926).

Soares, A. (2006) - Geoestatística para as ciências da terra e do ambiente, Segunda edição, IST Press, Lisboa.

Soares, A., 1998, "Sequential Indicator with Correlation for Local Probabilities", Mathematical Geology, Vol 30, nº 6, p. 761-765.

Soares, A., Almeida, J. & Guerreiro, L. (2005) – Incorporating Secondary Information using Direct Sequential Co-Simulation in Stochastic Modeling II, American Association of Petroleum Geologists Pub.

Soares, Amílcar, Diet, J.D. & Guerreiro, L. (2007) – Stochastic Inversion with a Global Perturbation Method, Petroleum Geostatistics, EAGE, Cascais, Portugal

Szklo, A.S.; (2005). "Fundamentos do Refino do Petróleo". Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS.

Thomas, J.E., Eds. (2001): "Fundamentos da Engenharia de Petróleo" (*Fundamentals of Petroleum Engineering*) Ed. Interciência Ltda., 2001, 271 pp. (in <u>Portuguese</u>)

Tissot, B.P& Walte, D.H. 1984. Petroleum Formation and Occurrence 2nd Edition. New York, 699p.

Weisberg et al. (1993) GCA 57, 1567-1586.

Yarus, Jeffrey M. & Chambers, Richard L. (2006) – Practical Geostatistics – An Armchair Overview for petroleum Reservoir Engineers, Distinguished Author Series.

VII. ANEXOS

VII.1. Anexo I: Análise univariada



Impedância acústica





Permeabilidade

Figura 2 - Visualização dos estatísticos da análise univariada da permeabilidade



Porosidade

Figura 3 - Visualização dos estatísticos da análise univariada da permeabilidade



Cubo de impedâncias acústicas

Figura 4 - Visualização dos estatísticos da análise univariada da permeabilidade

VII.2. Anexo II: Análise bivariada

Scatterplots



Figura 5 - Scatterplot da permeabilidade e o cubo de impedâncias

QQPLOTS



Figura 7 - QQPLOT entre k e AI



Figura 8 - QQPLOT entre K e Phie

Figura 9 - QQPLOT entre Phie e AI



VII.3. Anexo III: Variografia (Análise da continuidade espacial)

Impedância

Figura 10 - Variogramas de impedância.





Figura 11 - Variogramas de permeabilidade



Fig. 12 – Variogramas das simulações da DSS da permeabilidade



Fig 13 – Variogramas das CoDSS da permeabilidade

Porosidade







Fig 15 - Variogramas da DSS da porosidade



Fig 16 – Variogramas da CoDSS da porosidade



Cubo de impedâncias acústicas

Figura 17 - Variogramas do cubo de impedâncias

VII.4. Anexo IV: Resultados estatísticos de cada um dos 10 poços

Poço 1

Scatterplots





Figura 18 - Resultados estatísticos do poço1

Scatterplots





Figura 19 - Resultados estatísticos do poço 2

Scatterplots





Figura 20 - Resultados estatísticos do poço 3

Scatterplots





Figura 21 - Resultados estatísticos do poço 4

Scatterplots





Figura 22 - Resultados estatísticos do poço 5

Scatterplots





Figura 23 - Resultados estatísticos do poço 6

Scatterplots





Figura 24 - Resultados estatísticos do poço 7

Scatterplots



Histogramas



Figura 25 - Resultados estatísticos do poço 8

Poço 9

Scatterplots





Figura 26 - Resultados estatísticos do poço 9

Scatterplots





