



Ludger Ben-Hur Castro Amaro

Licenciado em Engenharia Geológica

Caracterização de reservatórios fraturados – simulação de fraturas por objetos e avaliação da Porosidade e do tensor de permeabilidade

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica

Orientador: Doutor José António de Almeida, Prof. Associado – FCT/UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Paulo do Carmo Sá Caetano

Arguente: Prof. Doutora Sofia Verónica Trindade Barbosa

Vogal: Prof. Doutor José António de Almeida



Fevereiro 2018

Caracterização de reservatórios fraturados – simulação de fraturas por objetos e avaliação do tensor de permeabilidade

“© Copyright” Ludger Ben-Hur Castro Amaro, FCT/UNL e UNL.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

O meu agradecimento vai para todos que me ajudaram e me apoiaram a cumprir esta etapa fundamental da minha vida.

Ao meu pai que sempre apoiou incondicionalmente as minhas opções e proporcionou todas as condições psicológicas e financeiras, exigindo apenas que desse o melhor de mim a cada desafio que enfrentasse, independentemente dos resultados ele estaria sempre do meu lado.

À minha mãe, que tal como o meu pai sempre apoiou de forma incondicional todas as minhas decisões enquanto estudante, e que por pertencer a área das geociências, acompanhou esta etapa enquanto de forma mais emotiva, e sendo ela para mim um exemplo de pessoa e profissional com créditos reconhecidos internacionalmente, despertou em mim um objetivo de forma ainda mais afincada de ser o melhor aluno de engenharia geológica, não sei se consegui, mas espero deixar te sempre orgulhosa de mim mãe.

Obrigado pai, obrigado mãe por serem os pilares da minha vida, orientando-me e guiando-me sempre...

A minha irmã que cuidou de mim nos primeiros 5 anos que ca vivi, que é uma companheira e uma segunda mãe para mim, tenho muito orgulho naquilo que és mana e da na nossa relação tão especial e próxima de verdadeiros irmãos.

Aos meus irmãos que apesar da distância sei que posso contar sempre com eles, e que esta ideia deixa me sempre mais confiante para enfrentar qualquer desafio, manos amo-vos muito.

Ao meu avô Eduardo, que sempre quis estar presente nos momentos mais importantes da minha, apesar da saúde, velho Edu muito obrigado por tudo.

Ao Doutor José António de Almeida, por me ter dado sempre apoio, por me ter ajudado a melhorar muito como estudante aluno e pessoa, sei que em algumas vezes não fui um aluno exemplar, mas do fundo do coração muito obrigado professor, por me ter ajudado a realizar esta dissertação e que sem a sua ajuda e suporte, esta tese de certeza teria muito mais erros e menos qualidade.

À Doutora Sofia Barbosa, por ser uma professora excecional e se demonstrar sempre disponível para me ajudar ao longo desses 5 anos, obrigado professora pela paciência de explicar e esclarecer duvidas por vezes 4, 5 vezes sempre com boa disposição e paciência.

À Doutora Ana Paula Silva, por se mostrar sempre compreensiva com os alunos, proporcionando prazos mais flexíveis prejudicando-se algumas vezes, mas sempre com objetivo de que os alunos

AGRADECIMENTOS

aprendessem e pudessem aprofundar melhor os seus conhecimentos, muito obrigado por tudo professora.

Ao Doutor Paulo Caetano, por ter me acompanhado grande parte da licenciatura e do mestrado, sempre disponível para qualquer dúvida e com soluções para qualquer imprevisto, professor muito obrigado pela paciência demonstrada.

Aos outros professores do departamento de ciências e tecnologia obrigado pelo profissionalismo demonstrado.

À minha madrinha Catarina Pereira, por ser a melhor madrinha da FCT, por ter proporcionado experiências e muitas memórias prazerosas que me acompanharam para o resto da vida, és uma grande pessoa de alma pura e bondosa, espero que a nossa amizade dure para sempre e que faças sempre parte da minha vida.

Ao meu grande amigo Pedro Costa, Macau por ser uma pessoa excepcional, inteligente, integro sempre sério, mas disposto a curtir as noites académicas, vivemos grandes noites típicas de homens da nossa idade, espero também que estejas comigo sempre daqui por diante, és um jovem muito ponderado e acredita que aprendi muito contigo.

À minha namorada Edith Gonçalves que embora tenha aparecido na minha vida numa fase mais avançada, é igualmente importante, obrigado pela tua paciência espero me tornar num homem digno do teu amor e confiança.

À Sofia Santos, que foi a pessoa que mais me apoiou e me auxiliou na universidade, grande parte do sucesso curricular devo a ti, sempre calma, e verdadeira amiga, sem ela a vida universitária teria sido muito mais difícil, obrigado por tudo Sofia deste lado terás um amigo para a vida, que poderás contar para sempre

À Dra. Cristina Rodrigues pelo apoio imensurável que me ofereceu, muito obrigado por me fazer acreditar em mim e nas minhas capacidades.

Aos meus outros tantos amigos, Paula, Margarida, Piçarra, Leonor, Andrei, Jéssica, Mundão, obrigado por tudo.

À *Midland Valley* que tem em vigor um protocolo de utilização educacional com a FCT Universidade NOVA de Lisboa para o *software Move*®.

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma metodologia geomatemática para simular fraturas por objetos e avaliar as propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade, em reservatórios fraturados. Estes reservatórios caracterizam-se por exibirem uma enorme quantidade de objetos geológicos (descontinuidades), a várias escalas, e a modelação em computador destes sistemas constitui um enorme desafio, não só pelo número elevado de objetos a identificar e caracterizar, assim como pela sua grande diversificação.

A metodologia proposta inicia-se com o tratamento estatístico dos dados das fraturas que são medidos nas imagens de FMI obtidos nos poços. Este tratamento consiste na projeção dos polos das fraturas em diagramas de Schmidt, identificação das principais famílias de fraturas, partição dos troços de sondagens em intervalos e cálculo das intensidades de fracturação por família – P10 (variável aleatória número de fraturas por metro linear). Seguidamente, geram-se simulações condicionais da variável P10 para a malha do reservatório por simulação geoestatística, obtendo-se desta forma imagens para o volume de estudo.

A partir das imagens simuladas e com informação das atitudes das famílias de fraturas, P10, parâmetros de abertura e comprimento, são gerados objetos elementares com forma de quadrados de várias dimensões que representam as fraturas e, no final, uma vez que os sistemas de fracturação podem e com certeza influenciarão os parâmetros petrofísicos, faz-se a avaliação da porosidade e da permeabilidade equivalente para o reservatório. Como ainda não é possível trabalhar no sector digital (software) com bases de dados e volumes espaciais de grandes dimensões para um determinado reservatório, na metodologia apresentada propõe-se a geração de fraturas com várias intensidades para uma unidade reservatório de referência e avaliam-se a intensidade linear de fraturas (por amostragem) a porosidade e as componentes do tensor de permeabilidade pelo método de Oda. A relação entre a intensidade de fracturação P10 e as variáveis porosidade e componentes do tensor de permeabilidade é linear, pelo que se podem estabelecer multiplicadores entre estas variáveis. Estes valores são avaliados primeiro por família e, seguidamente somam-se para se obter um resultado final equivalente por unidade de reservatório.

Para ilustrar a metodologia foram gerados dados sintéticos de fracturação e um volume de reservatório com características muito semelhantes aos de um caso real. Os resultados representam corretamente o que é a arquitetura de um sistema fraturado e permitem ser utilizados na simulação de casos de estudo reais.

ABSTRACT

Palavras-chave: reservatórios fraturados; simulação por objetos; tensor de permeabilidade; porosidade; Simulação Sequencial Gaussiana; FTRIAN; método de Oda.

ABSTRACT

This dissertation presents a geomathematical methodology to simulate fractures by objects and to evaluate the petrophysical properties, such as porosity and permeability, in fractured reservoirs. These reservoirs are characterized by a large number of geological objects (discontinuities), at various scales, and the computer modeling of these systems constitutes a huge challenge, not only because of the large number of objects to be identified and characterized, as well as their large diversification.

The proposed methodology begins with the statistical treatment of fracture data that are measured in the FMI images obtained in the wells. This treatment consists of the projection of the poles of the fractures in Schmidt diagrams, identification of the main families of fractures, partition of the sections of probes in intervals and calculation of fracture intensities by family - P10 (random variable number of fractures per linear meter). Then, conditional images of the variable P10 for the reservoir mesh are generated by geostatistical simulation.

From the simulated images of P10, elementary objects are generated in the form of squares of several dimensions that represent the fractures and, in the end, once the fracture systems can and will certainly influence the petrophysical parameters, the porosity and the equivalent permeability for the reservoir unit. As it is still not possible to work in the digital sector (software) with databases and large spatial volumes for a given reservoir, the methodology presented proposes the generation of fractures with various intensities for a reference reservoir unit and evaluated the linear intensity of fractures (by sampling) and the porosity and components of the permeability tensor by the Oda method. The relationship between the fracture intensity P10 and the variables porosity and permeability tensor components are linear, so that multipliers between these variables can be established. These values are evaluated first by family and then added together to obtain an equivalent result per unit of reservoir.

To illustrate the methodology, synthetic fracture data and a reservoir volume with characteristics very similar to those of a real case were generated. The results correctly represent the architecture of a fractured system and allow it to be used in the simulation of real case studies

Key-words: fractured oil fields; object-based simulation; permeability tensor; porosity; Gaussian Sequential Simulation; FTRIAN; Oda method.

Índice

Índiceix

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Enquadramento e Objetivos do Estudo	1
1.2	Organização do Trabalho	4
2.	RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS.....	5
2.1	Reservatórios naturalmente fraturados	5
2.1.1	Descontinuidades estruturais: Fracturação.....	5
2.1.1.1	Tipos de fraturas	6
2.1.1.2	Causas da ocorrência de fraturas.....	7
2.1.1.3	Características das fraturas.....	9
2.2	Classificação dos reservatórios fraturados	10
2.3	Técnicas de estudo	11
2.3.1	Fullbore Formation Microimager (FMI).....	11
2.4	Principais tipos litológicos de Reservatórios fraturados de hidrocarbonetos	13
2.4.1	Reservatórios carbonatados.....	13
2.4.2	Reservatórios clásticos	16
3.	MÉTODOS.....	19
3.1	Metodologia	20
3.2	Teoria de suporte à Geoestatística.....	25
3.2.1	Análise espacial e variografia	28
3.2.1.2	Variogramas	28
3.2.1.3	Ajustamento de modelos teóricos	29
3.2.2	Estratégias de simulação	30
3.2.2.1	Métodos de simulação sequencial.....	30
3.2.2.1.1	Simulação sequencial gaussiana	32
3.2.2.1.2	Simulação sequencial direta.....	32
3.3	Modelação da porosidade e da permeabilidade de um sistema fraturado	34
3.3.1	Modelização de fraturas por objetos no programa FTRIAN	36
3.3.2	Avaliação da permeabilidade de uma fratura.....	38
4.	CASO DE ESTUDO	41
4.1	Análise, caraterização e tratamento estatístico das fraturas identificadas por FMI.....	42

ÍNDICE GERAL

4.1.1	Análise do poço Z1	43
4.1.2	Análise do poço Z2	45
4.1.3	Análise conjunta dos resultados dos poços Z1 e Z2	48
4.1.4	Variografia e simulação condicional da variável intensidade de fracturação por família	52
4.1.5	Simulação condicional de imagens da variável intensidade de fracturação.....	53
4.2	Simulação de fraturas e avaliação das variáveis	54
4.2.1	Simulação e avaliação das variáveis (FTRIAN)	54
4.2.2	Simulação das variáveis (Move)	59
4.2.2	Avaliação dos multiplicadores que convertem a variável P10.....	69
4.2.3	Conversão das imagens simuladas	75
4.3	Discussão.....	78
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	81
5.1	Sugestões para trabalhos futuros.	82
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
	Anexos.....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Exemplos de armadilhas e respectivos elementos do sistema petrolífero. (Fonte: Chilingarian et al., 1992).....	2
Figura 2.1 (a) falha normal, (b) falha inversa, (c) falha de desligamento (Fonte: Pollard <i>et al.</i> ,2005).	6
Figura 2.2 Tipos de fraturas e movimentos associados (Fonte: Nelson,1985).....	8
Figura 2.3 Tipos de rutura observados em ensaios laboratoriais de rochas, (Fonte: Nelson, 1985)	8
Figura 2.4 Ferramenta <i>FMI</i> (Fonte: Schlumberger,2013).....	12
Figura 2.5 Classificação da porosidade (Fonte: Salgado Fontes e Barata Alves. 2013)	14
Figura 2.6 Rampa carbonática (Fonte: Ahr, 2008).....	15
Figura 3.1 Etapas da metodologia proposta para a modelação de reservatórios fraturados.....	21
Figura 3.3 Representação esquemática de um meio com porosidade dupla (Fonte: Barenblat, 1960).	35
Figura 3.4 Imagem explicativa do processo de geração de uma fratura, posicionamento do centro de gravidade, geração de um quadrado, e recorte pelo limite do bloco de referência.....	37
Figura 4.1 Vista 3D do reservatório sintético onde vai ser aplicada a metodologia proposta para a construção de um modelo de porosidade e permeabilidade a partir de dados <i>FMI</i> de dois poços reais.	41
Figura 4.2 Como definir o comprimento intensidade linear de fraturas.....	43
Figura 4.3 (a) projeção estereográfica dos polos na rede de Schmidt; (b) projeção dos planos das famílias das fraturas do poço Z1, vermelho Z1-1, amarelo Z1-2; (c) localização das fraturas ao longo do poço por família, cada fratura é representada por um ponto.	44
Figura 4.4 (a) projeção estereográfica dos polos na rede de Schmidt; (b) projeção dos planos das famílias das fraturas do poço Z2, vermelho Z2-1, verde Z2-2; amarelo Z2-3 (c) localização das fraturas ao longo do poço por família, cada fratura é representada por um ponto.	46
Figura 4.5 (a) projeção estereográfica na rede de Schmidt dos polos das fraturas presentes na área de estudo; (b) projeção dos planos das famílias de fraturas finais presentes na área de estudo, a verde ZF-1, a amarelo ZF-2 e a azul ZF-3.	48
Figura 4.6 gráficos de dispersão das variáveis.	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.7 Variogramas experimentais da variável P10 para as famílias Var 1(FZ-1), Var 2 (FZ-2) Var 3 (FZ-3) e Var 4 (FZ-A) (pontos a cor verde) e modelos teóricos ajustados (linha a azul).	52
Figura 4.8 Exemplo de uma imagem simulada da variável P10 para cada família (a) FZ-1, (b) FZ-2, (3) FZ-3 e (d) FZ-A.....	53
Figura 4.9 representação gráfica dos valores dos parâmetros analisados Área, P10, PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ do tensor de permeabilidade em função do número de fraturas por família.	57
Figura 4.10 Representação gráfica dos valores dos restantes parâmetros analisados componentes KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função do número de fraturas por família.	58
Figura 4.11 Exemplo de fraturas simuladas para as famílias de fraturas em estudo, FZ-1, FZ-2 e FZ-3, onde à esquerda têm orientação constante e à direita orientação variável de acordo com o coeficiente de Fisher.	60
Figura 4.12 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-1, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher).	62
Figura 4.13 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-2, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher)	64
Figura 4.14 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-3, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher).	66
Figura 4.15 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-A, para as simulações no FTRIAN e MOVE	67
Figura 4.16 Representação gráfica dos valores das variáveis P10 vs P32 obtidas pelo programa FTRIAN para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	70

Figura 4.17 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs PHIE obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	70
Figura 4.18 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KXX obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	71
Figura 4.19 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KYY obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	71
Figura 4.20 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KZZ obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	72
Figura 4.21 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KXY obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	72
Figura 4.22 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KXZ obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	73
Figura 4.23 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KYZ obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.	73
Figura 4.24 Representação em perfil WE no poço Z2 dos valores simulados #1 da variável P10 para as 4 famílias (FZ-1, FZ-2, FZ-3 e FZ-A).....	75
Figura 4.25 Representação em perfil WE dos valores finais das variáveis PHIE, KXX, KYY, KZZ relativos à realização #1	76
Figura 4.26 Representação em perfil WE dos valores finais das variáveis KXY, KXZ, KYZ relativos à realização #1	77

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1- Problemas característicos consoante a classificação segundo as interação matriz-fraturas (adaptado de Moslow,1986).....	10
Tabela 2-2 – Classificação de Dunham (adaptado de Salgado Fontes e Barata Alves 2013).	14
Tabela 2-3 – Ambientes e características dos reservatórios de rochas clásticas (adaptado de Gomes e Alves, 2011)	16
Tabela 4-1 Famílias de fraturas Z1-1 e Z1-2 identificadas no poço Z1.	43
Tabela 4-2 Poço Z1, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10)	45
Tabela 4-3 Famílias de fraturas Z2-1, Z2-2 e Z2-3 identificadas no poço Z2.	47
Tabela 4-4 Poço Z2, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10)	47
Tabela 4-5. Proposta de interpretação conjunta das famílias identificadas nos poços Z1 e Z2, associações e famílias resultantes.	49
Tabela 4-6 Poços Z1 e Z2, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10)	49
Tabela 4-7- Poços Z1 e Z2, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10) cont,	50
Tabela 4-8 Coeficiente de correlação de Pearson-Spearman entre os valores de P10 condicionais por família FZ-1, FZ-2, FZ-3. FZ-A.	51
Tabela 4-9.-Dados estatísticos do P10 calculado para cada família.....	51
Tabela 4-10 Parâmetros dos modelos teóricos dos variogramas ajustados às famílias finais de fraturas.....	53
Tabela 4-11 Resultados do FTRIAN para a família FZ-1.....	54
Tabela 4-12 Resultados do FTRIAN para a família FZ-2.....	55
Tabela 4-13 Resultados do FTRIAN para a família FZ-3.....	55
Tabela 4-14 Resultados do FTRIAN para a família FZ-A.....	56
Tabela 4-15 Resultados do MOVE para a família FZ-1, simulação com orientação constante, simulação com Fisher igual a 20,88 e diferenças em percentagem.....	61

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-16 Resultados do MOVE para a família FZ-2, simulação com orientação constante, simulação com Fisher igual a 32,75 e diferenças em percentagem.....	63
Tabela 4-17 Resultados do MOVE para a família FZ-3, simulação com orientação constante, simulação com Fisher igual a 50 e diferenças em percentagem.....	65
Tabela 4-18 Resultados do MOVE para a família FZ-A, simulação com orientação aleatória. .	67
Tabela 4-19 Valores das variáveis PHIE e componentes do tensor de permeabilidade calculados por família e somados e calculados para o conjunto das famílias.....	69
Tabela 4-20 Listagem de multiplicadores por família e por parâmetro segundo a notação apresentada no capítulo da metodologia.	74
Tabela 4-21 Exemplo de como o valor obtido para cada variável é calculado	78
Tabela 0-1 A-dados do poço Z1	88
Tabela 0-2 A-dados do poço Z1	89
Tabela 0-3 B-dados do poço Z2	89
Tabela 0-4 B-dados do poço Z2	90

1. INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento e Objetivos do Estudo

O Homem sempre necessitou de recursos fornecidos pelo planeta Terra para a sua sobrevivência. O desenvolvimento das sociedades e o aumento da população fez crescer o consumo de recursos, a procura e extração desses recursos foi-se efetuando em condições cada vez mais exigentes. Deste contexto, a tecnologia tem sido melhorada com o objetivo de extrair recursos locais de alta inacessibilidade

Um dos recursos mais importantes para a manutenção do estilo de vida atual, são os hidrocarbonetos, com o aumento do seu consumo, é necessário extrair esse bem em reservatórios cada vez mais profundos e complexos. São denominados de reservatórios, todas as formações que possuam características petrofísicas essenciais, especialmente de permeabilidade e porosidade adequadas para o armazenamento de fluidos, com interesse económico em quantidades viáveis para a sua exploração. Os reservatórios constituídos por rochas atravessadas por descontinuidades do tipo fraturas, que influenciam de forma significativa as suas características hidráulicas, são denominados de reservatórios fraturados. Compreender e identificar os tipos de reservatórios e suas características, é fundamental para a exploração dos mesmos. A natureza das rochas, na qual os hidrocarbonetos se encontram armazenados, influencia bastante sobre as previsões das capacidades e de condutância dos fluidos (petróleo e/ou gaz) do reservatório (Nelson, 1985; Aguilera, 2000; Weathon, 2016)

Ao longo de milhões de anos, a formação e acumulação dos hidrocarbonetos está dependente da conjugação de vários fatores, nomeadamente, a presença de rochas sedimentares em quantidades adequadas e ricas em matéria orgânica, por convenção deverá ter um teor Carbono Orgânico Total (COT) superior a 1 %, e condições de temperatura e pressão que permitam a geração, a partir da matéria orgânica, de hidrocarbonetos (Mazo, 2005). As rochas sedimentares referidas anteriormente designam-se por rochas-mãe, no decorrer do processo da evolução térmica (maturação) geram hidrocarbonetos e que ao longo do tempo acabam por ser expulsos da estrutura porosa da rocha-mãe. Numa fase posterior, os hidrocarbonetos movem-se verticalmente ou lateralmente, devido às diferenças de densidade, até encontrarem condições geológicas de acomodação e preservação que são delineadas por estruturas que delimitam a sua migração, as chamadas rochas de cobertura. Essas ultimas são rochas impermeáveis que impossibilitam a migração vertical dos hidrocarbonetos; sendo que as armadilhas, as quais são responsáveis pela geometria do reservatório, permitem o confinamento e armazenamento dos hidrocarbonetos nas rochas reservatórios. A figura 1.1 mostra 4 exemplos de armadilhas e respetivos reservatórios

1. INTRODUÇÃO

associados, pois na realidade são classicamente conhecidos três tipos de armadilhas, designadamente: estratigráficas, estruturais e combinadas (Chilingarian e Mazzullo, 1992).

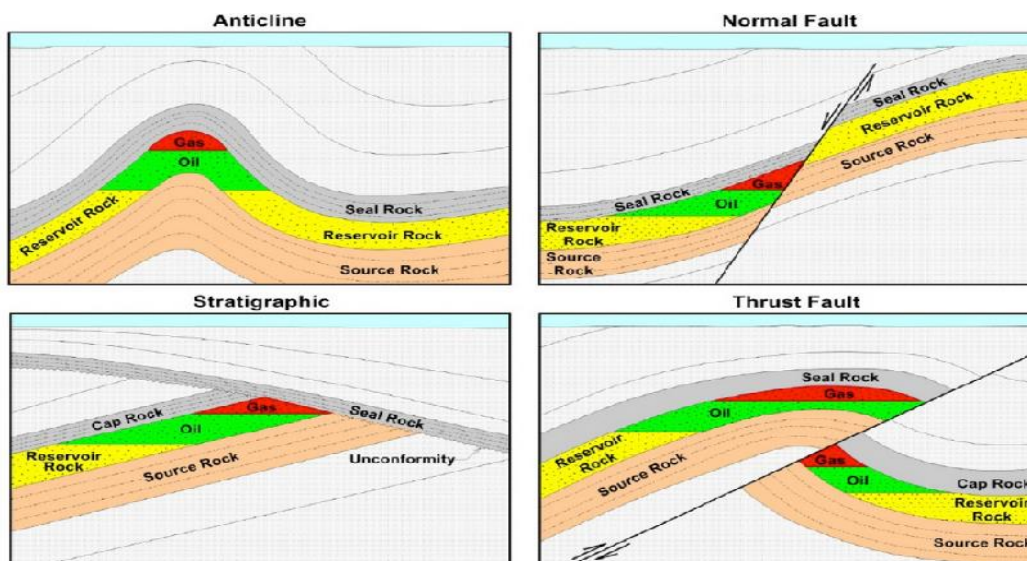


Figura 1.1 Exemplos de armadilhas e respetivos elementos do sistema petrolífero. (Fonte: Chilingarian et al., 1992)

O mercado atual, promove o mínimo investimento para o máximo lucro, é por este motivo necessário desenvolver técnicas que permitam este objetivo com o menor risco associado. Daí advém a necessidade de efetuar modelos que simulem as características procuradas em profundidade.

Na presente tese é abordada, a modelação da porosidade e permeabilidade de reservatórios de hidrocarbonetos naturalmente fraturados, pois esses apresentam características peculiares, que os tornam mais atrativos para abordagens de modelações geomatemáticas. Estes reservatórios representam cerca de 60 % das reservas mundiais de petróleo, e 40% das reservas de gás (Schlumberger, 2012), sendo que este número pode ser ainda maior, uma vez que em certos casos a avaliação e caracterização das fraturas foi subestimada e esses reservatórios foram avaliados como sistemas simples.

O escoamento nos reservatórios fraturados é muito mais complexo do que nos reservatórios não fraturados devido à anisotropia local e regional causada pelas fraturas e pela interação do binómio matriz-rede de fraturas. As fraturas presentes nos reservatórios, são planos onde ocorreram ruturas da continuidade local da rocha, são principalmente o resultado das tensões geradas pelas placas tectónicas. Também as intrusões e o aumento da pressão litostática poderão induzir variações do gradiente geotérmico provocando a formação de sistemas de fracturação dos corpos rochosos (Ramsay, 1967; Crichlow, 1977; Archer, 1986).

A porosidade e a permeabilidade são as propriedades principais para a caracterização de maciços fraturados, pois definem ou não a viabilidade técnica e económica e um reservatório. É, pois, fundamental estabelecer critérios que identifiquem as características de migração ou de armazenamento de fluidos a partir da rede de fraturas no maciço (Ramsay, 1967; Archer, 1986).

Os sistemas fraturados possuem porosidade secundária ou induzida por processos pós-deposicionais, para além da porosidade original ou primária produzida aquando do processo de deposição. A porosidade é estimada de forma separada, para a matriz e para a rede de fraturas, isto resulta do facto de que estas duas regiões possuem características distintas de condutividade e armazenamento. Estes reservatórios também são chamados de porosidade dupla (Barenblat, 1960; Warren e Root, 1963). Normalmente, a porosidade da rede de fraturas é muito baixa quando comparada com a porosidade da matriz.

As fraturas podem interligar-se e formar autênticos canais para os fluídos, aumentando muito a permeabilidade local (multiplicadores de permeabilidade). Em contrapartida, também podem formar barreiras ou semibarreiras que limitam a capacidade de recuperação. É por isso, fundamental avaliar as propriedades da malha de fraturas (tais como a orientação, espaçamento, abertura, entre outras) e também as suas propriedades geomecânicas (Aguilera, 2000).

Devido à escassez de informação, normalmente inerente a áreas de estudo que se localizam em subsuperfícies, é necessário elaborar modelos de simulação viáveis que nos permitam a simulação de dados que se aproximem o mais possível da realidade. Estes modelos de simulação aplicados aos reservatórios fraturados são ferramentas que permitem prever o comportamento dos reservatórios, relacionando várias características como as variações de pressão, os níveis de produção de injeção e as propriedades das rochas tais como, porosidade, fluido, fracturação, entre outros (Almeida 2013; Gomes e Alves, 2011).

Esta dissertação apresenta uma metodologia geomatemática para identificar e caracterizar fraturas, por objetos através de imagens *FMI* (Fullbore Formation Microimager) recolhidas em poços e, posteriormente, a simulação de duas das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade). O modelo final de permeabilidade constitui um modelo simulado das componentes do tensor de permeabilidade que resulta da contribuição (soma) das componentes parciais de cada uma das famílias de fraturas.

Este trabalho vem demonstrar a possibilidade de contornar a problemática do peso computacional da geração de modelos para reservatórios fraturados em computador. Para este efeito utilizam-se vários programas informáticos, dos quais destacam-se *FTRIAN*, desenvolvido pelo Departamento de Ciências e Tecnologia da Faculdade de Ciências e Tecnologia NOVA, e o *Move* da Midland Valley, os quais são usados para a geração de fraturas, simulação e avaliação das variáveis,

1. INTRODUÇÃO

porosidade e componentes de tensor de permeabilidade. Na modelação geométrica dos sistemas de fraturas, os dois programas são equivalentes, todavia o FTRIAN tem uma vantagem suplementar, relativamente ao Move, que é o poder avaliar a intensidade linear de fracturação, P10, que é a variável de intensidade que torna possível estimar na área restrita aos poços. Desta forma, a utilização do FTRIAN seria suficiente para o caso de estudo, todavia utilizou-se o Move para aferir os resultados, uma vez que, o primeiro é ainda um software em fase experimental.

A originalidade da metodologia proposta de modelação de reservatórios fraturados, que é apresentada neste trabalho, é que não é necessário fazer a modelação conjunta das fraturas para todo o reservatório em simultâneo, uma vez que se considera, ser suficiente estabelecerem-se multiplicadores entre a variável intensidade linear de fracturação (P10) e a porosidade (outra variável de intensidade de fracturação – P33) e as componentes do tensor de permeabilidade. De facto, a modelação de todo o sistema de fraturas para um reservatório de médias ou grandes dimensões, é ainda, hoje em dia inviável do ponto de vista de cálculo computacional.⁸⁸

1.2 Organização do Trabalho

A presente dissertação está dividida em 6 capítulos. No primeiro capítulo é feito um enquadramento do tema em estudo, modelação de reservatórios fraturados, e são tecidas considerações sobre a importância e os objetivos a atingir.

No segundo capítulo são apresentados alguns aspetos teóricos sobre os maciços fraturados, nomeadamente as condições que os podem transformar em bons reservatórios de hidrocarbonetos, as principais formações que constituem reservatórios, e os métodos de estudo utilizados para o estudo dos maciços fraturados.

No terceiro capítulo é apresentado o estado da arte da modelação de reservatórios fraturados, é descrita a metodologia proposta e os fundamentos teóricos das ferramentas utilizadas no caso de estudo, tais como os métodos de simulação geoestatística, a geração de fraturas em computador, e a simulação e avaliação da porosidade e da permeabilidade, esta última pelo método de Oda.

No quarto capítulo é apresentado o caso de estudo, que inclui a descrição dos procedimentos experimentais e a discussão dos resultados.

No capítulo 5 são apresentadas as considerações finais e no capítulo 6 listam-se as referências bibliográficas.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

2.1 Reservatórios naturalmente fraturados

Os maciços são corpos rochosos da crosta terrestre que estão, normalmente, seccionados e delimitados por falhas. Estes corpos rochosos são, frequentemente, alvo de estudos detalhados para diversas áreas, nomeadamente, na área de Engenharia Geológica e Mineira, os quais, neste caso, estão relacionados com a prospeção e extração de minerais de interesse económico, nomeadamente hidrocarbonetos, rochas ornamentais e água e, na área de Geotecnia, cujos estudos encontram-se direccionados para a construção de barragens, túneis e outras infraestruturas.

O estudo de reservatórios de hidrocarbonetos compreende as características morfológicas, petrográficas, petrofísicas, descontinuidades e geomecânicas da rocha, bem como os fluídos presentes (Nelson, 1985).

Na natureza é muito raro encontrar maciços completamente coesos, sem exibirem algum tipo de descontinuidades (por exemplo: fraturas, falhas ou diáclases), mas a classificação em reservatório naturalmente fraturado depende da existência de impactos positivos ou negativos das descontinuidades no movimento (escoamento) dos fluídos (Aguilera, 2000; Narr, Schechter e Thompson, 2006).

Uma vez que os reservatórios fraturados derivam de reservatórios convencionais, é necessário que se consiga caracterizar e compreender o conjunto de eventos geomecânicos que levaram a formação desses corpos rochosos e por conseguinte as referidas descontinuidades. As condições de fracturação dependem das propriedades mecânicas das rochas associadas às tensões instaladas.

A deteção de fraturas é, por isso, essencial no processo de descrição dos reservatórios fraturados (Van Golf-Racht, 1982), e, como tal, é necessário perceber a relação dos eventos geotectónicos com o meio, conhecer as características geomecânicas das rochas, bem como os eventos geológicos, falhas, dobras entre outros (Van Golf-Racht, 1982; Nelson, 1985).

2.1.1 Descontinuidades estruturais: Fracturação

Podem ser usadas várias definições, porém do ponto de vista estritamente geomecânico as descontinuidades correspondem às superfícies que perderam coesão natural.

As descontinuidades podem ser classificadas em estruturais e erosivas. No presente trabalho serão abordadas algumas das descontinuidades do âmbito estrutural, isto é, tal como já foi anteriormente referido, o foco serão as fraturas. As fraturas podem ser denominadas de falhas, caso ocorram movimentos detetáveis dos blocos ao longo do plano de rotura, ou simplesmente de diáclases (juntas), caso não ocorram movimentos detetáveis. A observação direta deste critério é muito difícil, pois, por vezes, o movimento é muito limitado ou imperceptível ou, então, as falhas também podem estar preenchidas por minerais ou outros fragmentos que dificultem a observação de possíveis movimentos.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

O deslocamento entre dois blocos separados por um plano de falha pode efetuar-se em qualquer direção, e dependentemente das condições das tensões instaladas no maciço podem originar magnitudes idênticas, falhas translacionais, ou diferentes, falhas rotacionais (Pollard e Fletcher, 2005).

As falhas translacionais podem ser falhas normais, caso o bloco teto se desloque para baixo, em relação ao plano da falha ou falha inversa, caso o bloco teto se desloque para cima. As falhas rotacionais chamam-se de falhas de desligamento ou *strike-slip faults* e o movimento é paralelo à direção do plano, somente na componente horizontal (figura 2.1).

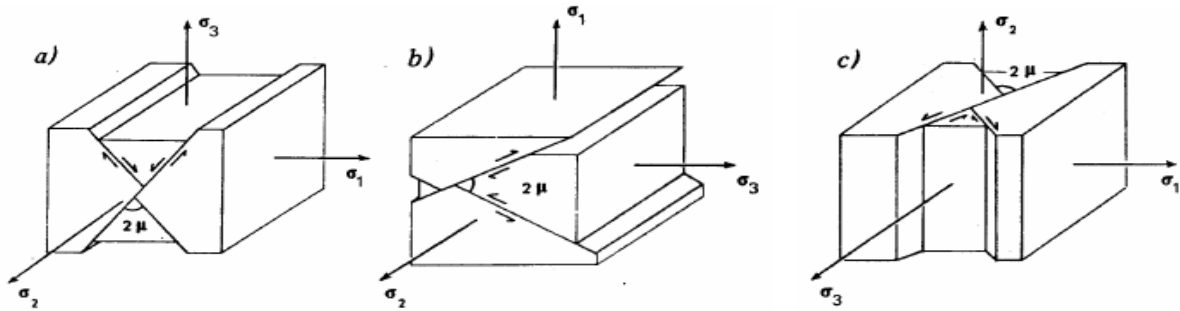


Figura 2.1 (a) falha normal, (b) falha inversa, (c) falha de desligamento (Fonte: Pollard *et al.*, 2005).

O estudo detalhado das discontinuidades e do seu preenchimento é extremamente importante, porque a interseção de muitas fraturas pode formar redes de canais, aumentando bastante a condutividade hidráulica, ou ter o efeito contrário e funcionar como barreiras à circulação dos fluidos (Vitel, 2007).

2.1.1.1 Tipos de fraturas

As fraturas naturais podem ser classificadas segundo a sua morfologia em abertas, deformadas, preenchidas com minerais e cavernosas (Nelson, 1985; Aguilera, 2000).

As fraturas abertas não estão preenchidas nem cimentadas, e não possuem nenhum tipo de mineralização secundária. Apesar da abertura ser baixa, regra geral inferior a 1 mm, o impacto sobre a permeabilidade na direção paralela à fratura é significativo.

As fraturas deformadas, e aqui incluem-se as falhas de escorregamento muitas vezes preenchidas por um material bastante fino que resulta da fricção e do movimento entre os blocos e que reduz bastante a permeabilidade das fraturas, são causadas por movimentos de escorregamento, que provocam a formação de estrias na rocha devido à fricção, aumentando desta forma a permeabilidade paralela à fratura, esses movimentos causam grande anisotropia na permeabilidade.

As fraturas preenchidas por minerais são cimentadas por mineralização secundária, geralmente quartzo e calcite, o que pode originar fraturas que funcionem como barreiras de baixa permeabilidade, mas por outro estes minerais podem ter um efeito positivo e serem agentes naturais que impedem o fechamento

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

das fraturas, à medida que o reservatório sofre despressurização, provocada pela extração dos hidrocarbonetos.

Finalmente, fraturas cavernosas são o resultado da percolação de águas ácidas através das fraturas, as quais fornecem alta porosidade e permeabilidade.

Dependendo da extensão e do número de camadas que atravessam, as fraturas podem ser classificadas como de 1ª ordem ou de 2ª ordem, se atravessarem mais que uma camada. Em função dos ângulos que se formam entre os planos podem ser classificadas como de fraturas oblíquas ou paralelas (Nelson, 1985).

Os reservatórios de rochas frágeis com baixa porosidade são os que apresentam maior probabilidade de originar fraturas longas, também designadas de macrofraturas. Quanto maior for a porosidade intergranular e o comportamento dúctil, menor será a extensão das fraturas e menor será a abertura, são então geradas microfraturas (Pollard e Fletcher, 2005).

2.1.1.2 Causas da ocorrência de fraturas

O surgimento de planos de descontinuidade pode ser motivado pelos estados de tensão instalados nos maciços. A instalação de descontinuidades tem geralmente origem tectónica, no entanto, também podem ter origem na diferença de ritmos de diagénese como litificação, erosão, e alterabilidade entre outros.

Do ponto de vista genético, as fraturas podem ser agrupadas em artificiais e naturais. Em reservatórios, as fraturas artificiais costumam ser originadas durante a perfuração devido ao peso da coluna de lamas e fluidos de perfuração. Enquadram-se como fraturas de origem natural as fraturas tectónicas, regionais, contração e as fraturas relacionadas com as superfícies (McCaleb e Willingham, 1967; Friedman, 1972).

Genericamente, as fraturas obtidas em ensaios laboratoriais podem ser distinguidas em três grupos principais.

1. Fraturas de cisalhamento – podem exibir ou não deslocamento, sendo que o deslocamento é paralelo e para fora do plano de fratura, este último forma um ângulo agudo com a tensão principal máxima σ_1 e um ângulo obtuso com a menor tensão instalada σ_3 . Formam-se quando todos os tensores principais são positivos (compressivos), e o ângulo formado entre as falhas de cisalhamento depende das propriedades geomecânicas da rocha, da magnitude de σ_3 e da magnitude de σ_2 em relação a σ_1 e σ_3 (ver figuras 2.2 e 2.3).
2. Fraturas de extensão – formam-se quando todos os tensores principais são compressivos. Têm sentido de deslocamento perpendicular e para fora do plano de fratura (ver figura 2.2).

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

3. Fraturas de tração – também têm sentido de deslocamento perpendicular e para fora do plano de falha, contudo este tipo de fratura difere das fraturas de extensão pois pelo menos um tensor principal tem de ser negativo (ou de tração), (ver figuras 2.2 e 2.3).

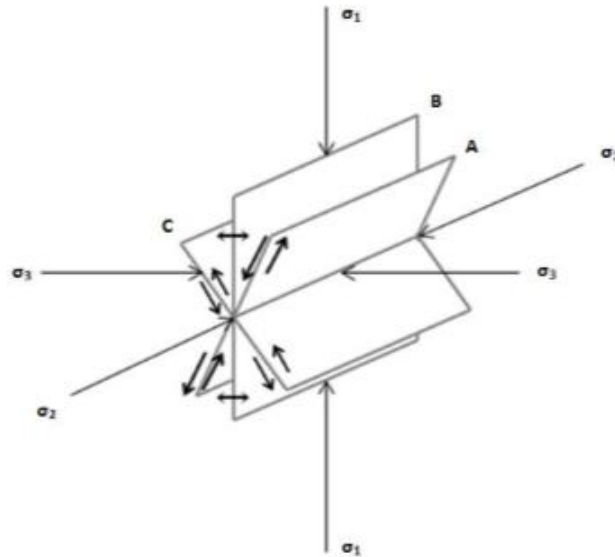


Figura 2.2 Tipos de fraturas e movimentos associados (Fonte: Nelson,1985).

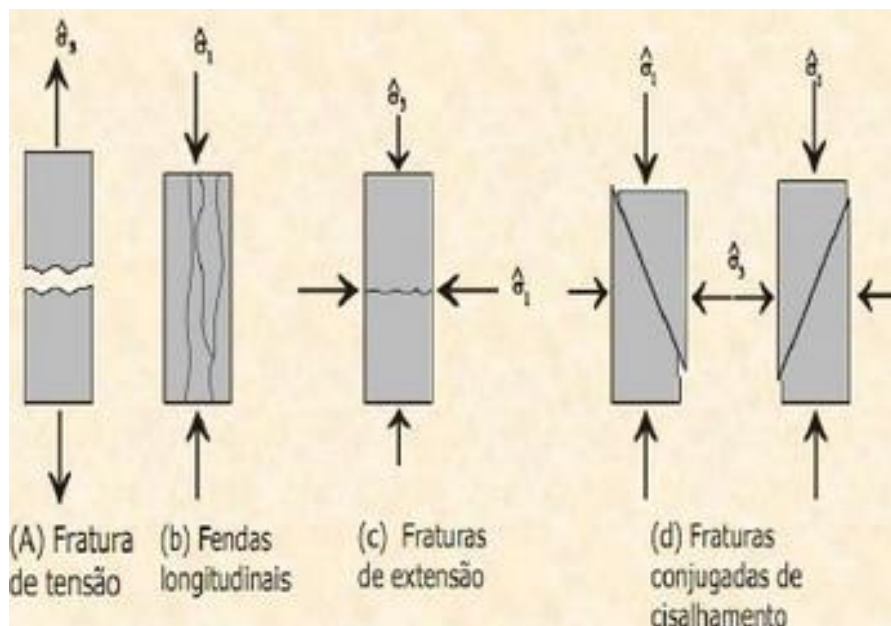


Figura 2.3 Tipos de rutura observados em ensaios laboratoriais de rochas, (Fonte: Nelson, 1985)

2.1.1.3 Características das fraturas

As discontinuidades constituem sempre importantes canais ou barreiras à circulação dos fluidos. O movimento dos fluidos e dos gases ocorre, principalmente, ao longo das fraturas (diáclases, falhas) e outras discontinuidades, e fatores como a temperatura, rugosidade, estado de tensão e geometria das discontinuidades influenciam o fluxo. Por esta razão, no estudo de um reservatório é extremamente importante descrever e compreender a estrutura do maciço e quantificar o padrão e a natureza das discontinuidades (Van Golf-Ratch, 1985; Lee e Farmer, 1993).

O sistema de fraturas instalado pode ser complexo e variado, mas, normalmente, as fraturas têm disposições de orientação que formam padrões, o que permite agrupá-las em famílias. O estudo e tratamento destas famílias permite obter estimativas do fluxo, através da modelação da porosidade e permeabilidade (Da Costa e Silva et al., 1997; Guo et al., 1998)

Para os estudos das fraturas é necessário caracterizar e/ou inferir certos parâmetros, dos quais os mais importantes são a atitude, o espaçamento, a abertura, o preenchimento, a rugosidade e a persistência.

A atitude corresponde à orientação espacial dos planos de falha, e é apresentada pelos ângulos azimute e inclinação do plano ou pelo vetor normal.

O espaçamento é a distância média, medida na perpendicular entre pares consecutivos de discontinuidades da mesma família. É um parâmetro muito importante pois influencia o comportamento de resistência às tensões que o material oferece, quanto mais espaçadas forem as discontinuidades menor será a sua influência sobre o comportamento do maciço. À medida que nos aproximamos da superfície, o espaçamento entre discontinuidades, normalmente, diminui, porque ocorre a diminuição da pressão confinante causando descompressões sobre o maciço.

A distância entre as paredes de uma discontinuidade medida na perpendicular é a sua abertura.

Uma vez criado um espaço livre no maciço é normal que se acumulem minerais que colmatem esse espaço livre. O tipo de material que ocupa esse vazio vai influenciar a resistência ao corte ou à deformação que o maciço passa a exibir, também em termos hidráulicos é importante saber qual o tipo de material que está a funcionar como preenchimento, uma vez que pode agir como condutor ou como barreira.

A rugosidade corresponde às ondulações que ocorrem nas paredes das discontinuidades, causadas pelo atrito da rocha em contato.

Finalmente, a persistência define-se como a extensão ou dimensão da discontinuidade ao longo de um plano.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

O potencial produtivo de um reservatório depende ainda do conhecimento da interação da matriz e do sistema de fraturas. Fatores como a disposição espacial, o preenchimento e o espaçamento das fraturas influenciam bastante na capacidade de condução que essas fraturas fornecem (Nelson, 1985; Vargar Jr e Barreto, 1998). A conjugação das diferentes variáveis resulta numa permeabilidade anisotrópica que é expressa por um tensor de permeabilidade equivalente.

2.2 Classificação dos reservatórios fraturados

Após, a identificação das propriedades do reservatório e a interação dos fluidos provenientes do sistema matriz-fratura identificada, ocorre a necessidade de classificar o reservatório segundo a influência do sistema de fraturas. Os efeitos provocados pelas fraturas num determinado reservatório variam ao longo das fases de exploração, devido à variação de pressão que ocorre durante a 1ª e a 2ª fase de recuperação (ver tabela 2.1) (Moslow e Tillman, 1986).

Na literatura consideram-se 4 tipos de reservatórios fraturados segundo as interação matriz-fraturas:

Tipo 1 – as fraturas fornecem a maior parte da permeabilidade e porosidade do reservatório.

Tipo 2 – as fraturas fornecem a maior parte da permeabilidade do reservatório.

Tipo 3 – as fraturas podem aumentar a capacidade de permeabilidade num reservatório já produtivo.

Tipo 4 – as fraturas não têm qualquer influência no aumento da permeabilidade e da porosidade, podem sim afetar o grau de anisotropia criando barreiras que podem diminuir a capacidade de produção.

Tabela 2-1- Problemas característicos consoante a classificação segundo as interação matriz-fraturas (adaptado de Moslow,1986)

Tipo	Problemas
1	- Rápido declínio. - Reservas por vezes limitadas. - Furos com grandes áreas de influencia.
2	- Inicialmente altas produções. - Dificuldades na recuperação secundaria. - Baixa interação entre sistema matriz-fratura.
3	- Boas taxas de produção. - O não reconhecimento do sistema de fraturas induz a baixas estimativas de drenagem, reservatórios que podem aparentar estar isolados, mas não o estão.
4	- Por vezes reservatórios muito compartimentados e anisotrópicos.

2.3 Técnicas de estudo

Os dados obtidos de um reservatório podem ser provenientes da geofísica–sísmica ou de poços (geofísica e amostras de rocha – *plugs* e *cuttings*). Nos poços, tal como já foi referido, a recolha dos dados pode ser feita por métodos diretos e métodos indiretos. Nos métodos indiretos não existe contato direto com as formações e os métodos mais comuns são a sísmica 2D, 3D ou 4D. A sísmica profunda explora a reflexão de uma onda de choque sempre que existam transições bruscas de impedâncias acústicas nas diferentes formações geológicas atravessadas. O resultado é uma imagem de impedâncias acústicas em tempo, que depois é convertida para espaço e é associada à porosidade através da densidade das formações. Ainda dentro dos métodos indiretos os dados obtidos através da interpretação de diagrfias (*logs*) de vários tipos como resistividade, raios gama (*gamma ray*), microresistividade, impedância acústica, etc. Os *logs* relacionam-se com as variáveis do reservatório: porosidade, densidade, saturações de água, óleo e gás e também a fracturação – orientação e intensidade). Estes resultados são confirmados localmente com amostras de rocha e com as lamas da furação (Aziz, K. e Settari, A., 1986).

Em suma os dados são recolhidos, processados, tratados e convertidos para posterior interpretação. O processamento recorre a várias ferramentas matemáticas e de modulação, que filtram e eliminam o chamado ruído (sinais indesejáveis que se somam ao sinal procurado). São calculados desvios ou erros nas medidas calculadas, e são preparados mapas de iso-valores de anomalias, ou outro tipo de cálculo que permitam transformar a leitura de uma grandeza física em outra grandeza de interesse não medida diretamente. Para os geólogos que trabalham na indústria petrolífera é muito mais importante caracterizar e quantificar a porosidade e o fluxo de fluidos do que as composições mineralógicas, enquanto que para os geólogos que trabalham na indústria mineira as descrições detalhadas da mineralogia são importantes, uma vez que a variação da percentagem de um mineral de interesse pode aumentar o valor económico da exploração (Gomes e Alves, 2011).

A adequação do método de estudo depende das características do material envolvente e das propriedades procuradas (Choquette;1970).

2.3.1 Fullbore Formation Microimager (FMI)

Para a identificação de discontinuidades nas formações atravessadas nos poços uma das ferramentas que se utiliza é o *Fullbore Formation Microimager FMI* (figura2.4). Ferramenta essa que forneceu os dados utilizados na presente dissertação, A ferramenta FMI mede as microvariações de resistividade nas formações adjacentes de um poço e, apresenta o resultado como uma imagem de microresistividade mesmo em poços de perfuração preenchidos por lamas e água.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

O *FMI* capta frequências baixas e altas, as frequências baixas são ricas em informação petrofísicas e litológica, e as frequências altas fornecem a microresistividade que é usada para a criação de imagens onde se torna visível a inclinação da fratura.

Os eléctrodos presentes nos patins são mantidos em contacto com as paredes do furo e, é então aplicada uma corrente alternada em cada eléctrodo que transitará para a formação e, que depois será captada por outro eléctrodo recetor, na parte superior do patim.

A corrente injetada tem em duas componentes, uma de alta resolução que está modulada para a captação da variação da resistividade da formação que está em contato direto com o eléctrodo, e outra de baixa resolução modulada para captar a resistividade da zona que se encontra entre os eléctrodos inferior e superior.

Os microeléctrodos captam a informação da resistividade das formações, com uma sensibilidade bastante alta. Este aparelho não capta os valores da resistividade, mas sim as variações de resistividade, e é através dessa interpretação e leitura dessas variações que se obtém a imagem final.

As medições são feitas em AC, de forma a minimizar o ruído gerado pelas correntes diretas originadas devido à fricção dos patins com o furo e das correntes geradas pela variação do potencial espontâneo (Schlumberger, 2013).

Existe muitos aparelhos de microimagem disponíveis no mercado e de capacidade similar. O típico *FMI* possui duas linhas horizontais de 24 eléctrodos em cada um dos quatro patins perfazendo no total 192 eléctrodos. As imagens obtidas pela captação da variação das microresistividades são integradas em tempo real. Na figura 2.4 mostra-se o exemplo de uma ferramenta *FMI* e a informação resultante.

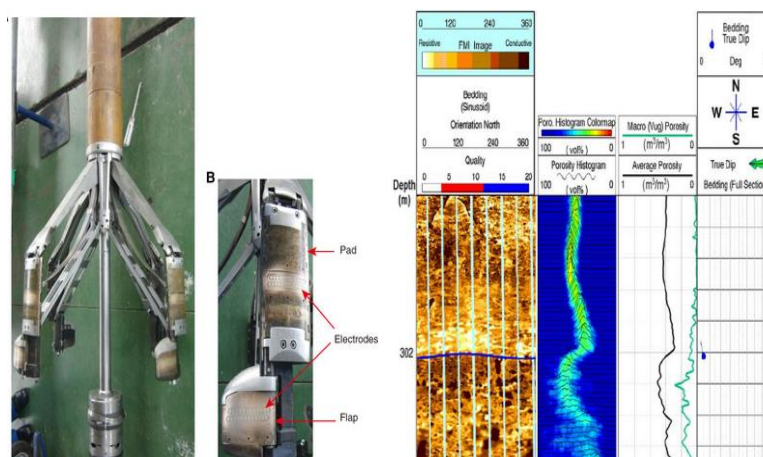


Figura 2.4 Ferramenta *FMI* (Fonte: Schlumberger,2013)

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

A resolução vertical do FMI é de 5mm, ou seja, todos objetos superiores ou iguais a esse comprimento aparecem numa escala real, já os objetos de dimensões inferiores a 5 mm a sua visualização depende do contraste resistivo com a rocha de fundo, caso tenham um contraste aceitável esses objetos aparecem com uma resolução de 5 mm.

Um acelerômetro triaxial e um magnetômetro permitem orientar a imagem com relação ao Norte magnético e conseqüentemente as feições interpretadas durante a aquisição.

2.4 Principais tipos litológicos de Reservatórios fraturados de hidrocarbonetos

2.4.1 Reservatórios carbonatados

Neste capítulo faz-se menção aos reservatórios carbonatados, uma vez que eles representam 60% das reservas mundiais de óleo e 40% das reservas mundiais de gás (Schlumberger, 2012) e, estão normalmente associados a formações fraturadas. Os reservatórios carbonatados exibem elevada complexidade e heterogeneidade de litofácies, o que associado à fracturação a diferentes escalas torna-os desafiantes para modelação (Ahr, 2008).

A origem dos depósitos carbonatados, nomeadamente o ambiente deposicional e a evolução diagenética, são os fatores fundamentais que determinam o potencial de um reservatório carbonatado.

As fácies sedimentares fornecem o modelo inicial para a ocorrência de porosidade e todas as transformações que estas irão sofrer devido à percolação de águas meteóricas, exposição a águas hipersalinas ou salmouras, compactação, tectónica e fracturação não tectónica irão influenciar a extensão e a qualidade do reservatório (Choquette, 1970; Lúcia, 1983).

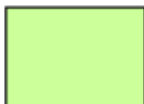


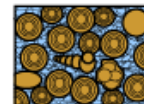
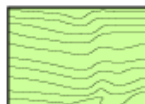
As rochas carbonatadas resultam, essencialmente, de processos biológicos e bioquímicos, têm na sua constituição grãos, matriz e cimento. Os esqueletos de animais, conchas, corais, carapaças sofrem degradação e decomposição em meio solúvel, a formação de carbonatos resulta quando ocorre a precipitação química do carbonato de cálcio presente. A matriz é constituída por lama litificada de várias origens, nomeadamente biológicas e bioquímicas, sendo que ao litificar a lama transforma-se numa calcite de grão muito fino que se denomina por micrite. O cimento corresponde a todo o material cristalino que se forma no espaço entre as partículas e a matriz (Ahr, 2008).

Para a interpretação dos carbonatos é necessário primeiro classificá-los, sendo a classificação mais usada na indústria petrolífera a classificação de Robert Dunham (1962) (ver tabela 2.2). Uma das vantagens desta classificação é a dedução sobre a energia do ambiente deposicional destas rochas, sendo que o ambiente energético aumenta da esquerda argilito *mudstone* para a direita arenito *grainstone* (tabela 2.2), contudo a diagénese pode alterar essas características. A diagénese corresponde aos processos de

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

compactação, dissolução química, cimentação, recristalização, dolomitização e fracturação. Nas rochas carbonatadas a porosidade é dividida em dois grandes grupos: primária e secundária (figura 2.5).

Tabela 2-2 – Classificação de Dunham (adaptado de Salgado Fontes e Barata Alves 2013).

Componentes originais não associados durante a deposição				Componentes originais intimamente associados durante a deposição
Contém cimento carbonatado		Ausência de cimento		
Mud-supported		Grain-supported		
<10% grãos	>10% grãos			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone
				

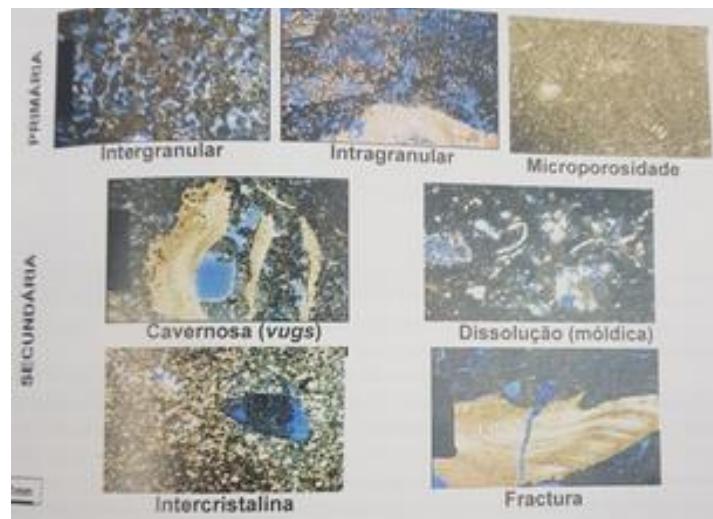


Figura 2.5 Classificação da porosidade (Fonte: Salgado Fontes e Barata Alves. 2013)

As plataformas de carbonatos podem apresentar diferentes morfologias, a mais conhecida e estudada são as rampas de carbonato, plataformas com inclinações suaves delimitadas por um banco de areia de

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

arrecife ou carbonato. Os movimentos tectônicos influenciam as características morfológicas das rampas de carbonatados.

Existem vários tipos de plataformas carbonatadas e uma plataforma pode evoluir de um tipo para o outro, por exemplo, uma plataforma sem barreira pode evoluir para uma plataforma com barreira (Folk, 1959; Dunham, 1966;).

A morfologia das rampas carbonatadas é muito influenciada pelo tipo de ambiente deposicional marinho. É possível dividir as rampas carbonatadas em 3 zonas: interior *inner ramp*, média *mid ramp* e exterior *outer ramp*; essas zonas sofrem diferentes influências das ondas mares e ventos (figura 2.6)

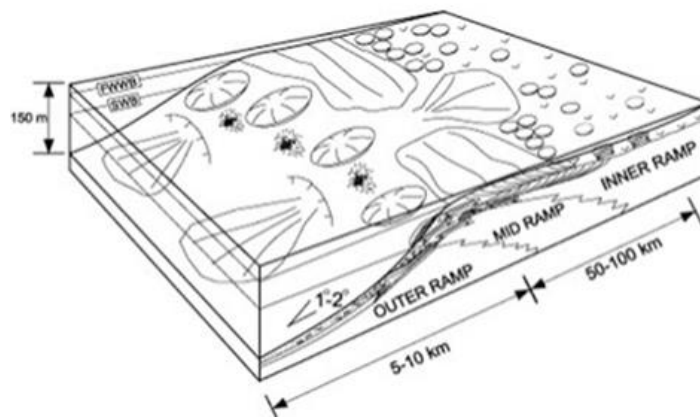


Figura 2.6 Rampa carbonática (Fonte: Ahr, 2008).

A rampa interior é a zona mais rasa e a que sofre maior influência das ondas e marés. As fácies costeiras são bastante influenciadas por elementos erosivos, deposita-se material mais grosseiro em canais e lamas carbonatadas. É possível observar um aumento da granulometria e progradação dos tipos de sedimentos que se depositam ao longo da rampa, isto é, podem identificar-se lamas carbonatadas e *wackestone* na plataforma exterior, *wackestone* e *packstone* na zona de plataforma média e *grainstone* nas zonas internas, o que está intimamente relacionado com a variação de energia dos agentes transportadores.

A zona de plataforma interna apresenta depósitos de grãos oolíticos e bioclásticos que vão da dimensão decimétrica à métrica. O tipo de sucessão pode incluir sedimentos finos e sedimentos lagunares, uma vez que o tipo e granulometria do material depositado depende se a plataforma apresenta barreiras ou não apresenta barreiras.

Nas plataformas em que não existem barreiras, barreiras estas principalmente de origem coralina, as águas rasas estão expostas às altas energias das ondas e marés e, conseqüentemente, os sedimentos são constantemente retrabalhados.

As plataformas com barreiras são plataformas mais ou menos horizontais que possuem barreiras coralinas ou bancos de areia que protegem as margens e absorvem parte da energia oceânica.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

No mar epicontinental, onde existem grandes variações do nível do mar, é possível determinar ciclos de depósitos carbonatados, um aumento do nível do mar pode resultar numa diminuição da granulometria dos sedimentos.

Os elementos constituintes das rochas carbonatadas, em muitos casos, sofrem um transporte curto, logo a sua formação está muito dependente da profundidade, temperatura e disponibilidade de nutrientes (Ehrenberg e Nadeau, 2005). A classificação e interpretação do ambiente deposicional dos carbonatos é uma etapa muito importante para o geólogo de produção avaliar corretamente a geometria do reservatório.

2.4.2 Reservatórios clásticos

Os arenitos são as rochas clásticas mais comuns das rochas reservatório. Podem depositar-se em vários ambientes geológicos resultando numa grande diversidade da geometria e da anisotropia. A tabela 2.3 mostra os ambientes e características dos reservatórios de rochas clásticas.

Tabela 2-3 – Ambientes e características dos reservatórios de rochas clásticas (adaptado de Gomes e Alves, 2011)

Tipos de depósitos	Ambientes deposicionais	Características do reservatório
Depósitos de rio	Leques aluvionares	Ambiente oxidante com depósitos de conglomerados, arenitos, siltes e argilas
	Depósitos ramificados	Série de canais entrelaçados e sobrepostos verticalmente, com material grosseiro na parte inferior
	Margens do rio	Mistura de arenitos e argilas com estratificação cruzada ,cross-beds, argilas predominam no topo
Depósitos deltaicos	Influenciados pela ação das ondas do mar ou pelas mares	Combinação de depósitos fluviais e marinhos. Os arenitos são cobertos por silte e argila no topo
Depósitos costeiros ou em ilhas	Influenciados pela ação das ondas	Bioturbação e marcas de ondulação, são frequentes nestes sedimentos. Não existem cross beds. A granulometria aumenta para o topo
Depósitos de águas profundas	Turbiditos depositados em canais profundos	Arenitos na base mudando para siltes e argilas no topo
Depósitos eólicos	Ambiente desértico	Arenitos limpos,co cross beds.

Os arenitos podem ser classificados segundo o ambiente deposicional e os seus principais minerais constituintes são, normalmente, o quartzo, o feldspato e os fragmentos de rochas.

2. RESERVATÓRIOS FRATURADOS: PRINCIPAIS PARÂMETROS

Por ordem decrescente de interesse, as principais características que o geólogo de reservatórios avalia são os processos deposicionais e em seguida os processos diagenéticos (Gomes e Alves, 2011).

Os reservatórios clásticos são na sua maioria intercalações de camadas de arenitos e camadas de argilitos. Os argilitos afetam muito a qualidade de um reservatório, e dado que possuem baixos valores de permeabilidade, os reservatórios com percentagens elevadas em sedimentos argilíticos são classificados como maus reservatórios. A presença de sedimentos argilíticos são também considerados como bons indicadores das condições do ambiente deposicional, uma vez que se depositam em ambientes de baixa energia.

3. MÉTODOS

A Engenharia de Reservatórios é uma ciência pluridisciplinar que lida com problemas complexos, porque os reservatórios de hidrocarbonetos encontram-se a profundidades regra geral bastante elevadas. Nas fases iniciais de caracterização de um reservatório é necessário utilizar equipamentos de aquisição de dados e programas informáticos que permitam, mesmo com poucos dados disponíveis, a construção de modelos de simulação de fluidos que represente o que se pensa serem as condições reais de circulação de fluidos.

Os simuladores dinâmicos de fluídos de reservatórios têm como objetivo perceber e prever o comportamento, o que implica a circulação, dos fluídos no espaço e no tempo. Os modelos físicos que são utilizados tomam em consideração as características físicas das rochas (porosidade, permeabilidade, etc.) e dos fluidos (viscosidade, permeabilidades relativas, etc.) para prever a dinâmica dos fluidos sob determinadas condições de temperatura e pressão. Os modelos de previsão da dinâmica dos fluidos serão utilizados quer na fase de extração de fluidos do reservatório, como na fase de injeção de fluidos e, neste último caso serão, com toda a certeza, utilizados fluidos diferentes dos existentes no reservatório, aumentando a complexidade dos modelos do reservatório (Gomes e Alves,2011; Kuznetsova, Almeida, Legoinha, 2014).

Em reservatórios naturalmente fraturados, a caracterização dos sistemas de fraturas em diferentes escalas é fundamental, porque nestes reservatórios o escoamento dá-se quase exclusivamente segundo o sistema de fraturas. As microfaturas atuam, principalmente, como locais de armazenamento. Já as fraturas com dimensões intermédias atuam, normalmente, como conectores entre os sistemas de fraturas e o poço e também como drenantes do sistema de microfaturas. As macrofraturas podem constituir canais importantes para a migração do óleo entre diferentes regiões do reservatório, mas também podem antecipar a circulação *breakthrough* da água e/ou do óleo para os poços (Narr, Schechter e Thompson,2006).

A simulação dinâmica dos reservatórios naturalmente fraturados implicam a utilização de modelos de dupla porosidade. Um modelo de dupla porosidade considera que o reservatório é constituído por dois meios, rochas e fraturas, independentes e com propriedades distintas, mas interconectados entre si através de superfícies de transferência (Barenblatt et al.,1960; Dershowitz et al., 2004).

3. MÉTODOS

A geração de modelos dinâmicos para os reservatórios em análise segue as seguintes etapas:

- 1) Realização de uma compilação exaustiva de todos os dados petrofísicos ou estáticos disponíveis (litologias, litoclasses, porosidades, permeabilidades, etc) e interpretação da continuidade espacial destas variáveis de forma a melhor compreender a arquitetura interna do reservatório;
- 2) Realização de uma compilação exaustiva de todos os dados dinâmicos disponíveis, nomeadamente temperatura, pressões, razões óleo/água, gás/óleo, profundidades dos contactos óleo/água e gás/óleo de forma a prever as performances de produção.
- 3) Tratamento estatístico e geoestatístico das variáveis de interesse relativas à fracturação, A qual compreende a avaliação da intensidade local (número de fraturas por metro linear – variável P10), famílias de fraturas.
- 4) Simulação da geometria das fraturas (modelos de tipo *Discrete Fracture Network – DFN*), e estimação dos parâmetros equivalentes pretendidos para cada bloco do reservatório, tensor de permeabilidade e valores de porosidade.
- 5) Construção conjunta do modelo 3D do reservatório e calibração usando como suporte os dados históricos de produção *history match*. Depois de calibrado com os resultados passados, um modelo de reservatório pode ser utilizado para prever o comportamento futuro com um grau de confiança razoável, ou pelo menos com um grau mínimo de incertezas, especialmente se os ajustamentos estão constrictos às propriedades conhecidas do reservatório. Os modelos estão sempre sujeitos a atualizações, conforme se vão obtendo novos dados com perfurações e resultados de produção.

A presente dissertação aborda as etapas 2 e 3, precisamente para integrar a geoestatística com a modelação de fraturas num modelo de tipo *DFN*. Os modelos geoestatísticos utilizam técnicas que permitem medir a continuidade espacial de uma determinada propriedade (Gomes e Alves, 2011) e, no presente caso de estudo, a intensidade local da fracturação por família de fraturas (variável P10) é a variável que é modelada com estas técnicas.

3.1 Metodologia

A metodologia proposta nesta dissertação tem por finalidade a construção de modelos da porosidade e do tensor de permeabilidade de reservatórios fraturados, de forma eficiente e realista. A figura 3.1 apresenta o fluxograma da metodologia proposta, desde os dados de partida até às imagens finais da porosidade e das componentes do tensor de permeabilidade prontas a serem utilizadas num simulador dinâmico de fluidos.

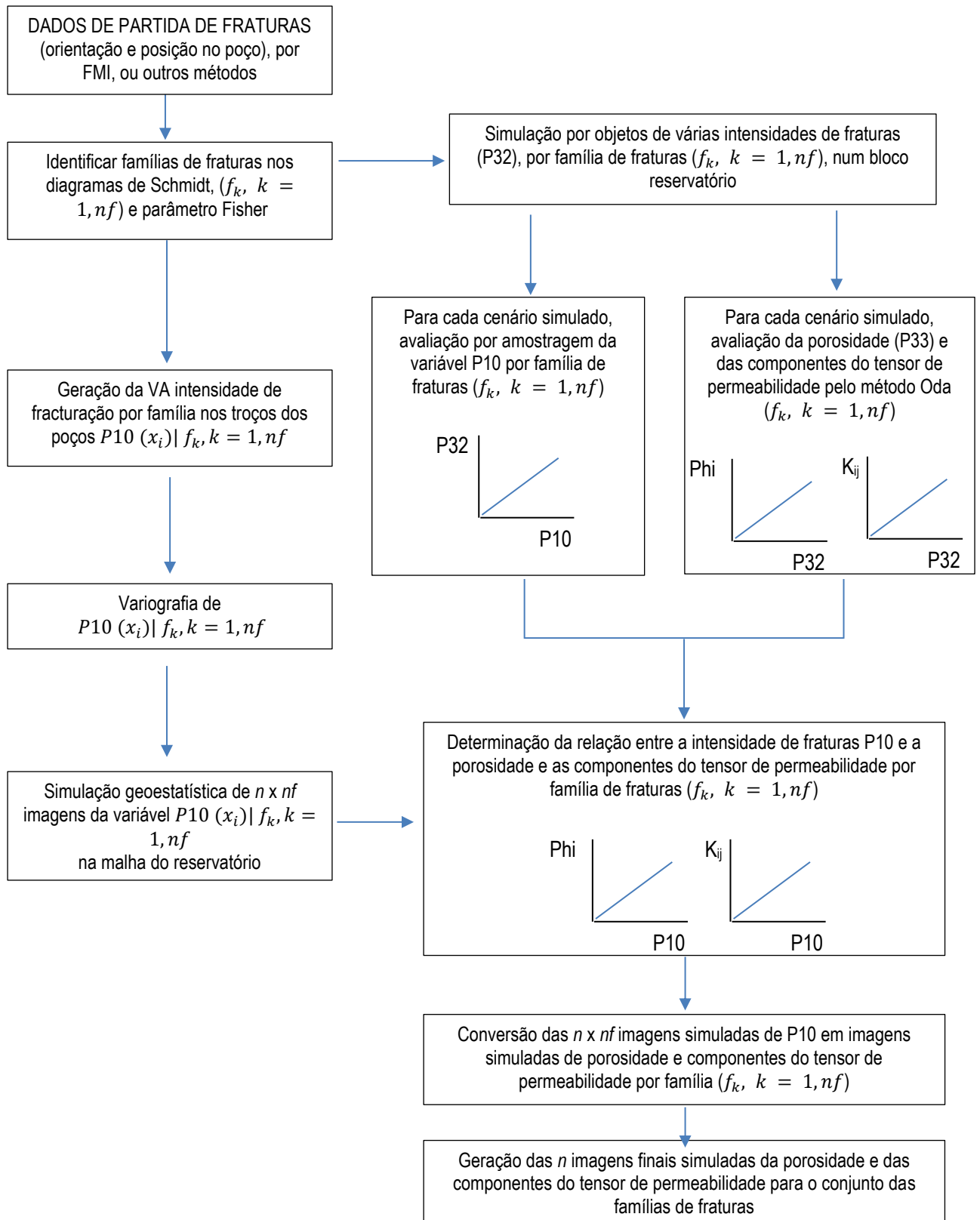


Figura 3.1 Etapas da metodologia proposta para a modelação de reservatórios fraturados.

3. MÉTODOS

A metodologia pode ser dividida em quatro fases principais:

- 1) Preparação dos dados iniciais das fraturas, interpretação e agrupamento das fraturas em n_f famílias ou conjuntos com atitude semelhante ($f_c, c = 1, \dots, C$) e geração da variável aleatória (VA) intensidade de fracturação por família nos troços dos poços $P10(x_i) \vee f_c, c = 1, \dots, C$.

Os dados iniciais para este estudo provêm de diagragias obtidas por FMI em que foram disponibilizados a localização (profundidade) das fraturas no poço, e a atitude (ângulo azimute e inclinação). Ressalve-se que as sondas de FMI também fornecem informação sobre a porosidade, todavia esta informação não foi considerada neste estudo.

As ferramentas gráficas de interpretação e agrupamento, mais comuns, para a determinação de padrões de fraturas são o Diagrama de Rosetas, o Diagrama de Schmidt e as Técnicas de Arthaud e dos Diedros Retos. Neste trabalho foi utilizado o Diagrama de Schmidt. Nesta representação, primeiro representam-se os polos (expressos por pontos no diagrama de Schmidt) dos planos de fratura e depois faz-se uma análise estatística das regiões do diagrama com elevada frequência de polos, resultando daí as famílias ou conjuntos de fraturas com orientação semelhante.

Para parametrizar estatisticamente cada uma das famílias de fraturas, nomeadamente para a geração de fraturas por simulação de Monte Carlo, utiliza-se habitualmente a lei de distribuição de Fisher (Fisher, 1953). A lei de Fisher descreve a distribuição angular de orientações sobre um vetor de orientação médio (R) e é simétrico sobre a média. A função de densidade de probabilidade pode ser expressa como:

$$f(\theta) = \frac{K \sin \theta e^{K \cos \theta}}{e^k - e^{-k}}$$

onde θ é o desvio angular relativo ao vetor médio (R), em graus, e K é a constante de Fisher ou o fator de dispersão. O valor de Fisher (K) descreve a concentração ou a dispersão de um cluster de orientação. Um valor de K maior (por exemplo, 50) implica um agrupamento mais apertado, e um valor K menor (por exemplo, 20) implica um cluster mais disperso. O valor de K pode ser estimado por:

$$K = \frac{N - 1}{N - R}$$

onde N é o número de pólos e R é a magnitude do vetor resultante (isto é, a magnitude da soma vetorial de todos os vetores polares no conjunto).

A intensidade das fraturas na localização dos poços só pode ser expressa pelo número de fraturas que intersectam a linha do poço (*scanline*) a cada intervalo de comprimento (P10). O cálculo da intensidade é feito por família de fraturas.

- 2) Cálculo de variogramas experimentais da VA $P10(x)$ para cada família de fraturas f_c , ajuste de modelos teóricos e simulação estocástica 3D de n imagens desta variável para cada família de fraturas condicionadas às observações nos poços.

$$P10^s(x) \forall f_c, s = 1, \dots, n; c = 1, C$$

Para a simulação das imagens foi utilizado o algoritmo de Simulação Sequencial Gaussiana (SSG). Na secção seguinte apresentam-se os fundamentos teóricos relativos às ferramentas geomatemáticas utilizadas (variografia, ajuste de modelos teóricos, SSG e krigagem, esta última utilizada no algoritmo SSG).

- 3) Determinação das equações das retas que relacionam a VA P10 medida nos poços e já simulada para todo o reservatório e as variáveis de interesse neste estudo que são a porosidade e as componentes do tensor de permeabilidade. Estas equações são estimadas em cada uma das famílias de fraturas.

Para determinar as equações das retas, executam-se as seguintes etapas:

- a) Considerar um bloco referência para efetuar a avaliação, com dimensões iguais às dos blocos do modelo do reservatório.
- b) Efetuar a geração de fraturas ($q_1, q_2, q_3, \dots, q_{max}$) por simulação de objetos (quadrados) no interior do bloco alternadamente e para cada família (f_c). De acordo com as funcionalidades dos programas informáticos disponíveis (Move e FTRIAN), optou-se por fazer a geração de polígonos quadrados com áreas variáveis e abertura constante. A dimensão do lado variou sempre de acordo com uma lei de potência de expoente (-2), entre o mínimo de 0,3 m (diâmetro da sondagem) e o máximo de 5m (menor dimensão do bloco reservatório). Como a área de cada fratura simulada é conhecida pode-se calcular para as fraturas simuladas ($q_1, q_2, q_3, \dots, q_{max}$) os respetivos valores de (P32), ($P32_1, P32_2, P32_3, \dots, P32_{max}$). Em secção posterior descreve se sumariamente, a geração de fraturas nos dois programas informáticos Move e FTRIAN.

3. MÉTODOS

- c) Para cada conjunto de fraturas simuladas efetua-se a avaliação por amostragem do valor da VA P10. Como a atitude dos poços neste caso de estudo é vertical, a amostragem para o P10 apenas considerou linhas verticais, mas poderiam ter sido consideradas outras orientações. Assim para cada valor de fratura ($q_1, q_2, q_3, \dots q_{max}$) foi calculado um valor de ($P32_1, P32_2, P32_3, \dots P32_{max}$) e agora também um valor de ($P10_1, P10_2, P10_3, \dots P10_{max}$).
- d) Determinação dos multiplicadores que relacionam P10 e P32 por família. Para determinar estes multiplicadores, representam-se num diagrama de dispersão os valores de P10 e P32 por cada uma das famílias para várias intensidades de fraturas e ajusta-se uma reta de regressão com a condição de passar na origem. O multiplicador é o declive da reta de regressão e relaciona estas variáveis do seguinte modo:

$$P32|f_c = m_{P32.P10}P10|f_c, c = 1, \dots C \quad (1)$$

- e) Ainda para cada conjunto de fraturas simuladas, por família, efetua-se avaliação da porosidade e do tensor de permeabilidade. A avaliação da porosidade (\emptyset) consiste em multiplicar o valor de P32 pela abertura, já o cálculo do tensor de permeabilidade ($K_{ij}, i = 1, \dots 3; j = 1, \dots 3$) dito equivalente seguiu o método de Oda que se descreve em secção posterior.
- f) Determinação dos multiplicadores que relacionam P32 com \emptyset e com $K_{ij}, i = 1, \dots 3; j = 1, \dots 3$ por família. Neste ponto, para determinar estes multiplicadores, representam-se também num diagrama de dispersão os valores de P32 e o destas variáveis por cada uma das famílias para várias intensidades de fraturas e ajusta-se uma reta de regressão com a condição de passar na origem. O multiplicador é o declive da reta de regressão e relaciona estas variáveis do seguinte modo:

$$\emptyset|f_c = m_{\emptyset.P32}P32|f_c, c = 1, \dots C \quad (2)$$

e

$$K_{11}|f_c = m_{K_{11}.P32}P32|f_c, c = 1, \dots C \quad (3)$$

$$K_{12}|f_c = m_{K_{12}.P32}P32|f_c, c = 1, \dots C \quad (4)$$

...

$$K_{33}|f_c = m_{K_{33}.P32}P32|f_c, c = 1, \dots C \quad (5)$$

Combinando as equações (1) com a (2) e seguintes, resulta em:

$$\emptyset|f_c = m_{\emptyset.P32}m_{P32.P10}P10|f_c, c = 1, \dots C \quad (6)$$

e

$$K_{11}|f_c = m_{K_{11}.P32}m_{P32.P10}P10|f_c, c = 1, \dots C \quad (7)$$

$$K_{12}|f_c = m_{K_{12}.P32}m_{P32.P10}P10|f_c, c = 1, \dots C \quad (8)$$

...

$$K_{33}|f_c = m_{K_{33}.P32}m_{P32.P10}P10|f_c, c = 1, \dots C \quad (9)$$

Estas relações permitem converter os valores simulados da VA P10 em valores equivalentes de porosidade e tensor de permeabilidade por cada uma das famílias de fraturas.

- 4) Nesta fase final conhecidos os multiplicadores que relacionam a VA P10 com as variáveis porosidade (\emptyset) e componentes do tensor de permeabilidade (K_{ij}), convertem-se as imagens simuladas de $P10^s(x)$ em imagens simuladas de porosidade e componentes do tensor de permeabilidade, primeiro para cada uma das famílias de fraturas e depois estes valores são somados para se obter um total equivalente. No caso da permeabilidade, os tensores equivalentes das famílias podem ser somados para se obter um valor equivalente global para o conjunto das famílias.

3.2 Teoria de suporte à Geoestatística

A geoestatística compreende um conjunto de ferramentas destinadas a lidar com problemas associados ao espaço (e / ou tempo), cujo objetivo é caracterizar a distribuição espacial (e / ou temporal) de dados e caracterizar a incerteza local e global, tendo em conta a densidade, zonamento e heterogeneidade da informação disponível (Soares, 2000).

As bases da geoestatística foram propostas pelo matemático Matheron, nos anos 60 do século passado, e visaram inicialmente a caracterização de recursos minerais. Mais tarde, a geoestatística expandiu-se para outras áreas, nomeadamente reservatórios de petróleo, recursos naturais e problemas ambientais, dado que todos estes fenómenos exibem variáveis que, regra geral, se regem pelos mesmos princípios de distribuição espacial.

3. MÉTODOS

De forma sintética, a geoestatística compreende as seguintes etapas:

- a) Análise de dados;
- b) Análise espacial (cálculo de variogramas experimentais ajustamento de modelos teóricos);
- c) Previsão espacial / temporal (estimação por krigagem e /ou simulação).

O paradigma da geoestatística é converter um hipotético valor numa localização x não amostrada, numa realização de uma variável aleatória $Z(x)$, cuja distribuição seja condicionada por um modelo de variabilidade espacial.

Uma variável aleatória (Z) pode assumir um conjunto de valores (z) de acordo com uma lei de distribuição. Uma variável aleatória (Z), ou mais especificamente uma lei de distribuição, é dependente da localização u , por isso, é habitual apresentá-la associada a uma localização u , $Z(u)$. A variável aleatória é também dependente da informação disponível conhecida, o que quer dizer que a sua lei de distribuição varia quando a quantidade de informação disponível $z(x)$ aumenta.

As variáveis aleatórias podem ser qualitativas (ou categóricas) e quantitativas. A litologia e a cor são exemplos de variáveis categóricas; as propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade e densidade), teores e as propriedades morfológicas (elevação, espessura e profundidade) são exemplos de variáveis quantitativas.

A função de distribuição cumulativa (*cdf*) de uma variável aleatória quantitativa $Z(u)$ pode ser expressa por:

$$F(u; z) = \text{Prob}\{Z(u) \leq z\}$$

Quando a função *cdf* é apresentada para uma localização u , tendo em conta uma série de n amostras vizinhas de u , $Z(u_\alpha) = z(u_\alpha)$, $\alpha = 1, \dots, n$ utiliza-se a designação “condicional a”:

$$F(u; z \vee (n)) = \text{Prob}\{Z(u) \leq z \vee (n)\}$$

Em geoestatística, a maior parte da informação relacionada com uma localização não amostrada $z(u)$ é dependente das observações vizinhas u' do mesmo atributo z ou até de outro atributo y desde que estejam correlacionados. Assim, é importante modelar a correlação ou dependência entre as variáveis aleatórias $Z(u_\alpha) = z(u_\alpha)$, $\alpha = 1, \dots, n$ e $Z(u_\alpha) = z(u_\alpha)$, $\alpha = 1, \dots, n$, $Y(u_{\beta'}) = y(u_{\beta'})$, $\beta' = 1, \dots, n'$.

Uma função aleatória é um conjunto de variáveis aleatórias definidas na área em estudo $\{Z(u), u \in \text{área de estudo}\}$.

Tal como uma variável aleatória é caracterizada pela sua *cdf* (*cumulative distribution function*) uma função aleatória é caracterizada pelo conjunto de K - *cdf* dados pelas K localizações, $k = 1, \dots, K$.

$$F(u_1, \dots, u_k; z_1, \dots, z_k) = Prob\{Z(u_1) \leq z_1; \dots; Z(u_k) \leq z_k\}$$

Tal como a *cdf* de uma variável aleatória $Z(u)$ é utilizada para caracterizar a incerteza de $z(u)$, a *cdf* multivariada é utilizada para caracterizar a incerteza conjunta dos K valores da variável aleatória $z(u_1), \dots, z(u_k)$.

Os métodos utilizados em geoestatística pressupõem que uma variável aleatória presente, simultaneamente:

- Um padrão aleatório, o que significa que existem flutuações aleatórias a pequenas distâncias;
- Um padrão estruturado e, desta forma, previsível (p. ex. geologia, distribuição espacial de teores).

A componente aleatória pode ser muito ou pouco predominante, estado associada à variabilidade do fenómeno em estudo e à amostragem.

A geoestatística assume que a distribuição estatística da diferença de valores de uma variável entre vários pares de observações tem o mesmo padrão para toda a área de estudo e apenas depende da distância e orientação dos pares de pontos. Este pressuposto é fundamental em geoestatística e tem a designação de estacionariedade de segunda ordem. Em síntese, a estatística clássica não tem em conta a localização das amostras, e a geoestatística utiliza a localização das amostras e o contexto com as amostras vizinhas. Nesta perspetiva surge assim o conceito de variável regionalizada, que é uma variável definida para uma dada localização da área de estudo e que depende do tamanho, forma e orientação do suporte de amostragem. Exemplos tipos de variáveis regionalizadas são a espessura de um corpo mineralizado, a densidade, e as propriedades físicas da rocha como a porosidade e a permeabilidade.

Posto isto, como não é possível amostrar completamente, no espaço e/ou no tempo, a distribuição da propriedade em estudo, a caracterização é normalmente baseada num número limitado de observações. Uma coleção de dados apresenta características associadas, tais como incerteza e ser um evento irrepetível.

Em geoestatística consideram-se duas estratégias de previsão espacial: estimação e simulação (Goovaerts, 1997; Soares, 2006). A estimação é baseada no formalismo da krigagem e tem por objetivo obter uma imagem média da variável em estudo. Existem várias variantes de krigagem

3. MÉTODOS

(simples, normal) e também a forma como consideram a incorporação de informação auxiliar (cokrigagem, cokrigagem colocalizada, krigagem com deriva externa), e ainda as que são aplicadas a variáveis categóricas como a krigagem da indicatriz. Já os modelos de simulação permitem obter conjuntos de imagens com a mesma probabilidade de ocorrência e que quando analisadas em conjunto traduzem a incerteza ou desconhecimento das variáveis estudadas relativamente ao conhecimento limitado que é obtido com os dados amostrados.

A validação dos modelos geoestatísticos, quer de simulação quer de estimação, deve estar sempre presente, e pode ser considerada em duas perspetivas, primeiro por mera observação da coerência dos resultados e em segundo por testes onde se faz a modelação com uma parte dos dados e se comparam os valores obtidos com os valores observados e que não foram considerados (teste de validação cruzada e *Jack-knife*).

Uma área onde a simulação geoestatística é muito utilizada é na caracterização de reservatórios petrolíferos. As imagens simuladas permitem aos engenheiros de reservatórios antever cenários de escoamento dos fluidos, as quais são principalmente função da distribuição espacial das propriedades petrofísicas das rochas reservatório.

3.2.1 Análise espacial e variografia

3.2.1.2 Variogramas

A dependência entre observações pode ser avaliada com uma ferramenta designada de variograma, que é uma medida da correlação espacial relativa a um vetor \vec{h} . O variograma experimental $\gamma(\vec{h})$ é calculado pela semissoma dos quadrados das diferenças dos valores entre pares de observações separados de um vetor \vec{h} , por isso para uma dada direção e distância \vec{h} \forall , e onde $N(\vec{h})$ é o número de pares de pontos separados pelo vetor \vec{h} .

$$\gamma(\vec{h}) = \frac{1}{2N(\vec{h})} \sum_{\alpha=1}^{N(\vec{h})} [z(u_{\alpha}) - z(u_{\alpha} + \vec{h})]^2$$

Para uma direção específica, ou conjunto de direções, os valores de $\gamma(\vec{h})$ são depois representados graficamente em função da distância (módulo do vetor \vec{h}). O incremento de $\gamma(\vec{h})$, com a distância, depende do gradiente de variação dos valores da amostra em função da distância que as separa. Quando $\gamma(\vec{h})$ estabiliza a distância até onde existe correlação espacial é atingida.

Outra medida equivalente de continuidade espacial é a covariância espacial que é calculada por:

$$C(\vec{h}) = \frac{1}{N(\vec{h})} \sum_{\alpha=1}^{N(\vec{h})} z(u_{\alpha}) \cdot z(u_{\alpha} + \vec{h}) - m_{-\vec{h}} \cdot m_{+\vec{h}}$$

Com $m_{-\vec{h}} = \frac{1}{N(\vec{h})} \sum_{i=1}^{N(\vec{h})} z(x_i)$ e $m_{+\vec{h}} = \frac{1}{N(\vec{h})} \sum_{i=1}^{N(\vec{h})} z(x_i + \vec{h})$ as médias esquerda e direita da variável de estudo com respeito ao vetor \vec{h} , respetivamente.

A covariância espacial $C(\vec{h})$ está relacionada com o variograma $\gamma(\vec{h})$ pela relação $\gamma(\vec{h}) = C(0) - C(\vec{h})$ onde $C(0) = C(|\vec{h}| = 0)$ é a variância estatística dos dados.

3.2.1.3 Ajustamento de modelos teóricos

Os variogramas experimentais obtidos para as várias direções, a partir dos dados disponíveis, permitem a análise da estrutura de continuidade espacial da variável em estudo. Estes estimadores do variograma experimental podem ser interpretados como uma interpretação do modelo teórico desconhecido, que é calculado para algumas direções e intervalos de distância. Por esta razão, o variograma experimental tem de ser ajustado por uma função teórica que satisfaça o requisito de ser definida como positiva.

Um modelo teórico pode ser definido por uma única função ou por uma soma de funções, dado que a soma de duas funções definidas positivas é ainda uma função definida positiva. O modelo final pode ser isotrópico ou anisotrópico, dependendo de não existirem ou existirem, respetivamente, variações da variável em estudo em função da direção.

O modelo de ajustamento de variogramas experimentais mais comum é o esférico. O padrão de crescimento desta função é ser pronunciado para pequenas distâncias e mais suave à medida que se aproxima do patamar.

$$\gamma(h) = \begin{cases} C \left[1.5 \frac{h}{a} - 0.5 \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] & \text{se } h \leq a \\ C & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Onde C é o patamar (variância dos dados), a é a amplitude ou distância máxima até onde existe correlação e h é a distância.

Outro modelo de ajustamento muito habitual é o exponencial:

$$\gamma(h) = C \cdot \exp\left(-\frac{h}{a}\right) = C \left[1 - \exp\left(-\frac{h}{a}\right) \right]$$

3. MÉTODOS

Em todos os modelos pode ser somada uma constante designada por efeito de pepita (C_0). O efeito de pepita pode ser interpretado como um indicador da variabilidade da variável estudada para intervalos de distância inferior aos amostrados.

Graficamente, o efeito de pepita é observado como uma ordenada na origem na representação gráfica do variograma *versus* distância. Teoricamente pode variar entre 0 (ausência de efeito de pepita) e o patamar (efeito de pepita puro).

3.2.2 Estratégias de simulação

A simulação geoestatística é um processo estocástico destinado a gerar imagens que reproduzam a distribuição espacial e a incerteza associada às variáveis que estão a ser estudadas. Esta classe de modelos gera imagens que refletem as características do recurso, tais como a variabilidade do conjunto de dados, a lei de distribuição da variável de estudo, e a continuidade espacial. O resultado é um conjunto de imagens com a mesma probabilidade de ocorrência e a mesma continuidade espacial e estatísticas dos dados obtidos com a amostra considerada (histograma e variograma ou covariância espacial). Com a simulação não se pretende obter uma imagem média onde localmente são apresentados os valores mais prováveis (objetivo da estimação) mas que em conjunto não ocorrem na realidade, mas pretendem-se obter várias imagens onde a realidade pode ser qualquer uma delas sem que se saiba qual (Caers,2011; Crichlow,1977; Darcel e Davy, 2006; De Dreuzy, 2000). Por esta razão todas as imagens geradas numa simulação devem ser utilizadas nas etapas posteriores do caso de estudo.

Existem vários algoritmos destinados a gerar imagens simuladas, mas neste estudo utilizou-se a simulação sequencial direta para a geração das imagens de intensidade de fracturação (P10) pelo que irá ser explicada na secção seguinte.

3.2.2.1 Métodos de simulação sequencial

Com um modelo de simulação pretende-se reproduzir nas imagens simuladas, a variabilidade do fenómeno em estudo medida nas duas seguintes métricas $Z(x) - F_Z(Z) = prob\{Z(x) < z\}$ – frequências das classes de um histograma e o variograma $\gamma(h)$ que reproduz a continuidade espacial de $Z(x)$.

Se $Z_c(x)$ designa o conjunto de imagens simuladas, e $Z(x_\alpha)$, $x_\alpha = 1, \dots, n$, os n valores experimentais, as imagens simuladas devem preencher os seguintes requisitos:

1. Para cada valor de z : $prob\{Z(x_\alpha) < z\} = prob\{Z_c(x) < z\}$.
2. $\gamma(h) = \gamma_c(h)$, com $\gamma(h)$ e $\gamma_c(h)$ respetivamente os variogramas experimentais dos dados e das imagens simuladas.
3. Em cada localização experimental x_α o valor conhecido $Z(x_\alpha)$ e o valor simulado $Z_c(x_\alpha)$ coincidem: $Z(x_\alpha) = Z_c(x_\alpha)$. As imagens simuladas têm a mesma variabilidade dos dados de partida e coincidem com os valores experimentais na localização das amostras.

A simulação sequencial é baseada na relação de Bayes, podendo ser transformada num processo de condicionamento simples e recursivo generalizado pela seguinte expressão:

$$F(Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_N) = F(Z_1)F(Z_2|Z_1)F(Z_3|Z_1, Z_2) \dots F(Z_N|Z_1, Z_2, \dots, Z_{N-1}).$$

Se, se considerar a função conjunta das N variáveis aleatórias e n dados experimentais e condicionantes $F(N) = (Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_N | (n))$, o processo pode ser resumido em:

1. Simulação da primeira variável z_1 a partir da *cdf* $F(Z_1 | (n))$. Depois de simulada, esta variável serve para condicionar os restantes valores, e a informação condicionante é aumentada de n para $n + z_1$;
2. Simulação da segunda variável z_2 , a partir da *cdf* Z_2 agora com $\{n + 1\}$ variáveis condicionais; a informação condicional é atualizada para $(n + 2) = (n + 1) + z_2$;
3. Repetir o processo até que a sequência das N variáveis a simular esteja completa.

É importante referir que as N variáveis aleatórias dependentes $Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_N$ na prática representam a mesma propriedade, mas georreferenciada para localizações espaciais distintas que são os N nós a simular. Assim, para os n valores condicionais iniciais correspondentes aos dados experimentais (x_α) , $x_\alpha = 1, \dots, n$ a lei de distribuição conjunta das N variáveis aleatórias é $F(N) = (Z(x_1), Z(x_2), Z(x_3), \dots, Z(x_N) | (n))$.

A implementação prática deste procedimento é limitado pelo desconhecimento das N leis de distribuição condicionais:

$$\begin{aligned} & prob\{Z(x_1) < z | (n)\} \\ & prob\{Z(x_2) < z | (n + 1)\} \\ & prob\{Z(x_3) < z | (n + 2)\} \\ & \vdots \end{aligned}$$

3. MÉTODOS

$$prob\{Z(x_N) < z | (n + N - 1)\}$$

Journel & Alabert, 1989 propuseram o uso da krigagem para a estimação destas leis de distribuição condicionais, em particular a krigagem da indicatriz para variáveis categóricas e a krigagem multi-gaussiana para as variáveis quantitativas. Esta aproximação deu origem aos métodos de simulação sequencial da indicatriz (SSI) e simulação sequencial gaussiana (SSG), respetivamente para variáveis categóricas e quantitativas (Soares, 2006).

Como numa simulação sequencial a sequência de simulação dos N nós é aleatória, assim como a geração dos valores que seguem um procedimento de Monte Carlo, cada realização é independente. Todas as imagens simuladas têm a mesma probabilidade de ocorrência, e observam o histograma, variograma e os dados de partida na sua localização.

3.2.2.1.1 Simulação sequencial gaussiana

A SSG é um método de simulação sequencial onde os valores da variável em estudo são previamente transformados para uma lei de distribuição Gaussiana, $Y(x) = \Phi[Z(x)]$, e todo o processo decorre no pressuposto das distribuições gaussianas (Journel, 1989). No final da simulação faz-se a transformação inversa de valores gaussianos para a lei de distribuição original. Esta abordagem é dita de paramétrica, porque a krigagem faz a estimação dos parâmetros média e variância de leis de distribuição gaussianas (Nunes, Almeida, (2010).

3.2.2.1.2 Simulação sequencial direta

Para variáveis quantitativas, existe uma alternativa à SSG que é a Simulação Sequencial Direta (SSD), que a contrário da SSG não necessita de transformações de e para leis gaussianas. Este método tem vantagens, porque a transformação para gaussiano e a transformação inversa não obrigam à reprodução dos variogramas e dos histogramas, principalmente se as leis de distribuição da variável de estudo forem muito assimétricas. Existem ainda vantagens quando se pretende simular uma variável condicional a outra variável (co-simulação), porque se for utilizada a SSG é necessário transformar ambas as variáveis para ambiente gaussiano.

Existem várias variantes de SSD, mas a que é proposta por Soares, 2001 revela-se a mais eficiente. A ideia é utilizar os valores locais estimados da média e da variância para amostrar a lei de distribuição global $cdf F_Z(z)$, e construir uma nova lei local $F'_Z(z)$ com os intervalos centrados na

média estimada e com a amplitude que é função da variância estimada. Estes dois parâmetros locais, media e variância podem ser estimados por krigagem simples:

$$[z(x_0)]^* - m = \sum_{\alpha} \lambda_{\alpha} (z(x_{\alpha}) - m)$$

Uma forma de definir os intervalos e gerar os valores simulados $z^s(x_0)$ a partir de $F'_Z(z)$ é seleccionar um subconjunto de n valores contíguos $z(x_i)$ do histograma global experimental, de forma a que a média e a variância dos valores seleccionados seja igual à média estimada $[z(x_0)]^*$ e à variância estimada por krigagem simples $\sigma_{ks}^2(x_0)$:

$$\frac{1}{n} = \sum_{i=1}^n [z(x_i) - [z(x_0)]^*]^2 = \sigma_{ks}^2(x_0) \quad e \quad \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z(x_i) = [z(x_0)]^*$$

Outra forma de definir esta função é utilizar uma lei de distribuição gaussiana apenas com o intuito de ajudar a amostragem dos valores sobre a *cdf* $F_Z(z)$ e não para transformar todos os valores iniciais em lei gaussiana.

A simulação da variável $z(x_0)$ por SSD pode então resumir-se às seguintes etapas:

1. Definir um percurso aleatório que visite uma vez cada nó da malha de nós a simular.
2. Na localização x_0 , nó a ser simulado, estimar por krigagem simples a média local $z(x_0)$ e a variância local $\sigma_{sk}^2(x_u)$ condicional aos dados experimentais e aos nós previamente simulados (se existirem).
3. Definição dos intervalos de amostragem da lei de distribuição global $F_Z(z)$, utilizando uma transformação gaussiana $G([y(x_0)], \sigma_{ks}^2(x_0))$, com $[y(x_0)] = \varphi([z(x_0)])$, e φ sendo a transformada normal da variável.
4. Cálculo do valor simulado $z^s(x_0)$:
 - a. Geração de um valor p a partir de uma lei de distribuição uniforme $U(0,1)$,
 - b. Geração do valor y^s através da transformada $G(y(x_0), \sigma_{sk}^2(x_0))$,
 - c. Retornar o valor simulado $z^s(x_0) = \varphi^{-1}(y^s)$.
5. Repetir as etapas 2-5 até que todos os nós estejam simulados.

3. MÉTODOS

3.3 Modelação da porosidade e da permeabilidade de um sistema fraturado

A porosidade (Φ ou *Phi*) é uma propriedade petrofísica das rochas que se define como a razão entre o volume de vazios e o seu volume total. Mede a capacidade de armazenamento de um fluido numa rocha. A porosidade é determinada a partir de diagrfias (*logs* de poço) e também de amostras testemunhos de sondagem. Pode ser expressa em índice ou em percentagem. Normalmente os reservatórios são caracterizados por exibirem porosidades francamente superiores a 0% e inferiores a 40% (Archer e Wall, 1986; Gluyas e Swarbrick, 2004). Na geração de modelos é muito importante considerar a porosidade efetiva (ΦE) ao invés da porosidade total, porque corresponde a zona útil do reservatório onde os poros estão efetivamente conectados. A porosidade relaciona-se com os quantitativos totais de hidrocarbonetos do reservatório (recursos) que podem ser produzidos. No caso de a avaliação ter sido feita com a porosidade total é importante aplicar um fator de recuperação caso contrário resulta numa franca sobrestimação de quantitativos.

Tal como já foi anteriormente referido, de acordo com a sua origem podemos classificá-la como primária ou secundária.

A porosidade primária resulta das características litológicas das rochas adquiridas aquando do processo de deposição. Contudo, o seu valor depende de muitos aspetos, tais como o arranjo dos grãos durante a deposição, cimentação e grau de interconexão entre os espaços vazios. Surge a necessidade de distinguir porosidade primária total e porosidade primária efetiva. A segunda corresponde a razão entre os espaços vazios interconectados relativamente ao volume total da rocha. De um ponto de vista da exploração, o mais importante é quantificar a porosidade efetiva.

A porosidade secundária, também conhecida como porosidade induzida, resulta dos processos geomecânicos e químicos tais como, dissolução, recristalização, dolomitização e fraturas, que a rocha sofre depois da deposição (Snow, 1969; Warren e Root, 1996).

Pirson (1953) distinguiu três grupos de porosidades: intergranular, vesicular (devido a alteração da rocha) e de fraturas. Existem então dois grupos principais para a classificação da porosidade: porosidade da matriz e porosidade da fratura. A predominância de qualquer uma depende essencialmente do tipo de formação litológica.

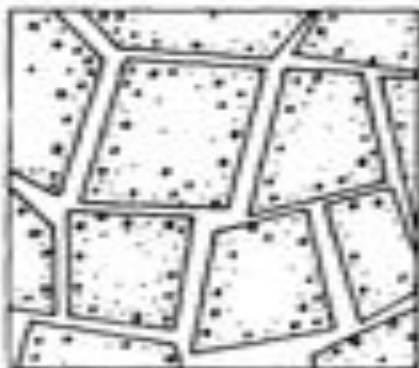


Figura 3.2 Representação esquemática de um meio com porosidade dupla (Fonte: Barenblat, 1960).

Barenblatt et al., (1960) estabeleceu o conceito de porosidade dupla que é o mais usado atualmente, define que a matriz tem a porosidade global do meio, mas apresenta baixa permeabilidade, e as fraturas fornecem a permeabilidade do meio, mas possuem porosidade baixa, ou seja, nesta interação dupla matriz-fraturas, a matriz providencia o armazenamento dos fluidos e as fraturas a sua circulação. Este conceito implica a existência de dois potenciais hidráulicos, um para o sistema de fraturas e outro para a matriz da rocha.

A permeabilidade (K) pode ser definida como a capacidade de uma formação permitir o fluxo ou a mobilidade dos fluídos que contém. Para que os hidrocarbonetos possam ser extraídos com sucesso, um reservatório deve possuir várias regiões conectadas e de dimensão considerável de alta permeabilidade. A unidade da permeabilidade é o Darcy (D), no entanto, é normalmente expressa em milidarcy (mD) (Archer e Wall, 1986; Gluyas e Swarbrick, 2004). As rochas reservatório exibem permeabilidade acima de 50 mD , e algumas formações arenosas exibem permeabilidades superiores a 1000 mD ; já nas formações fraturadas estes valores ainda podem ser muito maiores. Uma rocha pode ser extremamente porosa, mas ser impermeável, se não existir conexão entre os poros como é o caso das argilas (Archer e Wall, 1986). Nas rochas reservatório, a permeabilidade não é normalmente idêntica em todas as direções, é por isso anisotrópica e apresenta-se como uma matriz ou tensor de permeabilidade.

Os reservatórios fraturados são sistemas complexos, tipicamente heterogêneos e anisotrópicos. Para descrever matematicamente o escoamento de um fluido num reservatório fraturado é necessário admitir algumas simplificações que dizem respeito, essencialmente, a dois aspetos: geometria do meio e relações hidráulicas entre blocos e fraturas. (Almeida e Oliveira, 1990).

3. MÉTODOS

3.3.1 Modelização de fraturas por objetos no programa FTRIAN

A estimação do tensor de permeabilidade equivalente numa rocha fraturada depende da caracterização da rede de fraturas, em termos das famílias de orientações, intensidade por família e ainda da abertura das fraturas.

Em sistemas fraturados, os dados disponíveis permitem consignar leis de distribuição empíricas para as famílias e também para as respetivas orientações condicionais (azimute e inclinação). A intensidade de fraturas representa a área do conjunto das fraturas por unidade de volume; por sua vez, a área de fratura depende da área de cada fratura e do número de fraturas instaladas no volume. Já para a abertura é habitual utilizar-se ou um valor constante ou uma relação de ordem com a área de cada fratura.

Os softwares disponíveis no mercado fazem sempre a geração geométrica das fraturas por simulação e depois por cálculos estimam-se a porosidade e a permeabilidade.

Neste trabalho, para a construção da rede de fraturas e estimação das propriedades porosidade e tensor de permeabilidade foram utilizados dois programas informáticos, o FTRIAN e o Move da Midland Valley.

O FTRIAN é um código escrito em linguagem C desenvolvido no CICEGe (Almeida e Barbosa, 2008), que faz a geração sucessiva de fraturas num volume de referência sob a forma de triângulos ou quadrados e avalia a porosidade e o tensor de permeabilidade a intervalos de número de fraturas. Inicialmente esta aplicação foi desenvolvida para a avaliação da blocometria de rochas ornamentais, mas posteriormente foi estendida para as propriedades porosidade e tensor de permeabilidade. Esta aplicação é equivalente à que está instalada no Move, todavia reporta a intensidade linear de fracturação que é medida nos poços ao contrário do Move que não reporta este parâmetro. O FTRIAN permite assim gerar sistemas fraturados com a mesma intensidade da que é observada em dados de poço de reservatórios. O Move foi utilizado apenas para aferir os resultados, porque o FTRIAN é ainda um programa experimental (Flório, 2014)

O FTRIAN segue as seguintes etapas de simulação (mais detalhes podem ser consultados em Flório, 2014):

- 1) Definição das dimensões de um bloco de referência para se efetuar a simulação das fraturas;
- 2) Parametrizar leis de distribuição empíricas para os seguintes parâmetros das fraturas a simular no bloco referência: famílias (número e proporção de cada uma), azimute e inclinação condicionais por família, área e abertura;

- 3) Geração de n fraturas, para cada fratura seguir os seguintes passos de a) a d) (ver figura 3.4):
- Por Monte Carlo, gerar os seguintes parâmetros para a fratura que vai ser gerada: família, azimute, inclinação, área, abertura, coordenadas X, Y e Z do centro de gravidade da fratura e ângulo de rotação para a geração do primeiro vértice (entre 0 e 90°).
 - Com base nas coordenadas do centro de gravidade, nos ângulos azimute e inclinação, no ângulo de rotação para a geração do primeiro vértice, e na área (valores simulados por Monte Carlo em a), cálculo das coordenadas dos três ou quatro vértices (triângulo ou quadrado) que definem uma fratura;
 - Delimitação da fratura (triângulo ou quadrado) ao interior do bloco e recálculo da área da fratura;
 - Consignação da abertura à fratura.

Depois de gerado um conjunto de fraturas, o FTRIAN reporta os seguintes parâmetros:

- Número de fraturas geradas
- Intensidade linear de fracturação (P10) por amostragem do modelo por *scanlines* orientadas
- Outra medida de intensidade de fracturação - área total das fraturas simuladas (P23);
- Ainda outra medida de intensidade - volume total das fraturas simuladas (P33) ou porosidade, resultante do produto da área de cada fratura pela sua abertura;
- Tensor de permeabilidade.

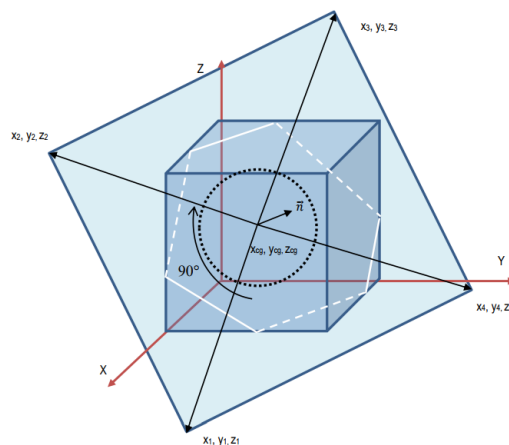


Figura 3.3 Imagem explicativa do processo de geração de uma fratura, posicionamento do centro de gravidade, geração de um quadrado, e recorte pelo limite do bloco de referência.

3. MÉTODOS

O programa Move reporta estes mesmos parâmetros, com exceção do P10 que é fundamental para fazer a ligação da intensidade das fraturas observada nos poços com o modelo, pelo que a simulação foi conduzida no FTRIAN tendo o Move servido para validação e visualização de resultados.

3.3.2 Avaliação da permeabilidade de uma fratura

A conhecida lei de Darcy descreve quantitativamente o fluxo Q de um fluido num meio poroso, mas não é válida para o escoamento em meios fraturados.

$$Q = K \cdot A \cdot \left(\frac{dh}{dl} \right)$$

Onde: K = condutividade hidráulica, A = secção abeta onde o fluido flui e $\frac{dh}{dl}$ é o gradiente de pressão.

Bastante mais tarde, Hubbert (1940) demonstrou que a condutividade hidráulica de uma fratura podia ser aproximada pela seguinte equação:

$$K = k \left(\frac{\rho g}{\mu} \right) \text{ com } k = Nd^2$$

Em que k = permeabilidade intrínseca; ρ = densidade do fluido; g = aceleração da gravidade; μ = viscosidade do fluido; N = coeficiente adimensional característico do meio; d = diâmetro médio dos grãos constituintes da rocha.

Juntando as duas equações, vêm:

$$\frac{Q}{A} = Nd^2 \left(\frac{\rho g}{\mu} \right) \left(\frac{dh}{dl} \right)$$

Como Nd^2 não é aplicável a sistemas fraturados, mais tarde outros autores de onde se inclui Snow (1969), postulou que para um modelo de placas paralelas com abertura (e) e com escoamento laminar, obedecendo à lei cúbica, (Snow, 1969) poder-se-ia ter a seguinte equação:

$$\frac{Q}{A} = \frac{e^3}{12D} \left(\frac{\rho g}{\mu} \right) \left(\frac{dh}{dl} \right)$$

Onde D = espaçamento médio entre fraturas paralelas; e = abertura das fraturas.

Para descrever o comportamento hidráulico num meio anisotrópico e num volume 3D podemos usar a matriz tensor de permeabilidade:

$$\begin{bmatrix} k_{11} & k_{12} & k_{13} \\ k_{21} & k_{22} & k_{23} \\ k_{31} & k_{32} & k_{33} \end{bmatrix}$$

Na literatura existem muitas propostas para o cálculo da permeabilidade equivalente a partir de um sistema que inclua várias fraturas. Por exemplo, Long(1983), Wang & Kulatilake (2008), usaram a rede de fratura discreta, para simular o fluxo dentro de uma rede de fraturas, este método assume que as características geométricas de cada uma das fraturas e os padrões de conexão entre fraturas são conhecidos.

Zimmerman & Bodvarsson (1996), substituíram cada uma fratura por um elemento condutivo em que a sua condução depende da abertura da fratura. Snow (1969), Oda (1985), Zhou et al. (2008), apresentaram métodos analíticos baseados nas propriedades geométricas para a determinação dos tensores equivalentes. Estes métodos analíticos são os mais utilizados atualmente, devido à sua facilidade de implementação e representatividade dos resultados.

O primeiro modelo analítico aceitável para a estimação da permeabilidade das fraturas foi apresentado por Snow (1969), neste método ele considera que as fraturas têm um tamanho infinito e que se estendem por todo o volume em estudo, de face a face, desta forma cada componente do tensor de permeabilidade equivalente (K_{ij}) é calculado por:

$$K_{ij} = \left(\frac{g}{12\theta}\right) \sum_{j=1}^n \left(\frac{a_j^3}{s_j}\right) (\delta_{ij} - n_i n_j)$$

Onde: g constante gravitacional; θ viscosidade cinemática, a_j , s_j condições hidráulicas de abertura e espaçamento das fraturas; δ – delta de Kronecker e n_i e n_j – componentes do vetor normal às fraturas, nas direções X, Y e Z.

Se um bloco tiver várias fraturas, o tensor de permeabilidade global é obtido pela soma dos tensores de permeabilidade de cada fratura individual.

Pelos pressupostos acima mencionados, isto é, de que as fraturas têm uma extensão de face a face no volume de estudo, não é possível quantificar o efeito de escala e a interconectividade das fraturas no tensor equivalente de permeabilidade, pelo que os resultados poderão ser muito sobrestimados em situações de baixa intensidade de fracturação e subestimados nos casos onde a fracturação é mais intensa.

Alguns pesquisadores como Oda (1985), Zhou et al. (2008), apresentaram abordagens para ultrapassar esta questão, mas não foram consideradas neste trabalho.

4. CASO DE ESTUDO

Neste capítulo, a metodologia apresentada no capítulo anterior é aplicada a um hipotético reservatório fraturado. Os dados do caso de estudo são provenientes das diagrfias de *FMI* de 2 poços reais e compreendem informação das descontinuidades que atravessam o poço, nomeadamente, as coordenadas X, Y e Z, e a atitude (azimute e inclinação) (ver em anexo). Esta informação constitui o ponto de partida do caso de estudo, não se fazendo distinção entre falhas, foliações, fraturas abertas ou fechadas, e resistivas ou naturais. Por motivos de confidencialidade, os 2 poços designados por Z1 e Z2 foram reposicionados para as seguintes coordenadas (X, Y), escolhidas de forma aleatória: Z1 (906, 938) e Z2 (1372, 2439). O volume de estudo que foi gerado para o hipotético reservatório fraturado tem 3000 x 3000 x 220 metros, respetivamente nas direções X, Y e Z. Foi subdividido numa malha de blocos 3D, com 60 blocos de 50 metros nas direções X e Y e 44 blocos na direção vertical (Z), com 5 metros cada, perfazendo um total de 158 400 blocos.

A hipotética formação de rochas fraturadas em estudo que é atravessada pelos dois poços tem espessuras diferentes, assim gerou-se uma superfície hipotética do que seria o topo do reservatório, tendo-se referenciado a base do reservatório como plana. Do total de 158 400 blocos, 98 758 blocos foram classificados como estando contidos na formação fraturada em estudo. A figura 4.1 mostra uma vista 3D deste hipotético volume de reservatório com os 2 poços já mencionados.

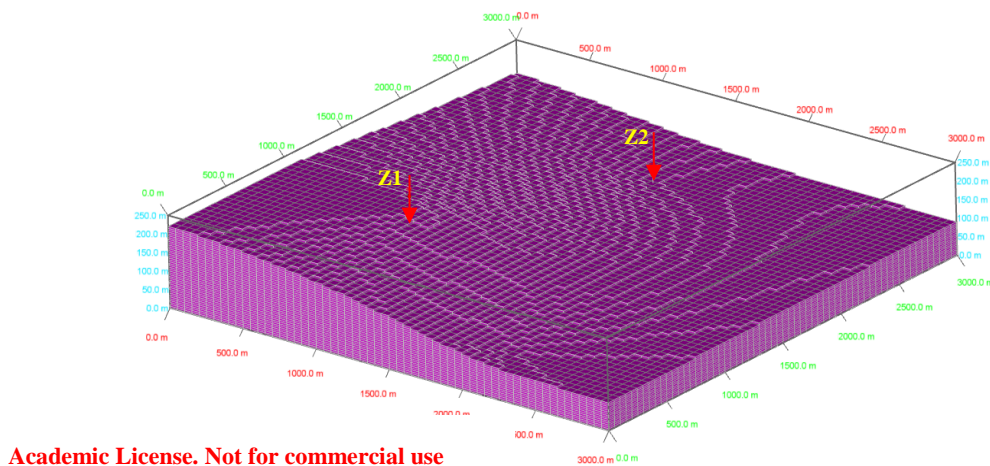


Figura 4.1 Vista 3D do reservatório sintético onde vai ser aplicada a metodologia proposta para a construção de um modelo de porosidade e permeabilidade a partir de dados FMI de dois poços reais.

4. CASO DE ESTUDO

A implementação do presente caso de estudo seguiu 3 etapas principais:

1. Na primeira etapa faz-se o estudo e o tratamento das fraturas detetadas por *FMI*, primeiro por poço e depois para o conjunto dos poços. Esta análise permitiu a identificação das famílias de fraturas presentes na área de estudo e as intensidades locais de fraturas por família (variável P10), que depois foram estendidas para o volume do reservatório por SSG.
2. Na segunda etapa ajustaram-se equações de retas de regressão tendo-se obtido multiplicadores que relacionam a variável P10 e os parâmetros porosidade e componentes do tensor permeabilidade. Para esta fase foi utilizado o programa experimental FTRIAN (simulação de fraturas por objetos e avaliação de parâmetros). Para aferição dos resultados do FTRIAN, utilizou-se também o programa Move, que é um software comercial com provas dadas de aplicabilidade e funcionalidade na modelação geológica e engenharia de reservatórios.
3. Na terceira e última etapa, converteram-se as imagens simuladas de P10 por SSG em imagens simuladas de porosidade e componentes do tensor de permeabilidade, ficando demonstrada a aplicabilidade da metodologia proposta à construção de modelos de reservatórios fraturados.

4.1 Análise, caracterização e tratamento estatístico das fraturas identificadas por FMI

Nesta etapa inicial de tratamento dos dados *FMI* de poço, foi feito o tratamento individual das fraturas por poço e depois para o conjunto dos 2 poços. Esta análise permitiu a identificação das famílias de fraturas presentes na área de estudo e as intensidades locais de fraturas por família (variável P10), que depois são estendidas para o volume do reservatório por SSG

Como já mencionado, a intensidade de fracturação é uma variável aleatória de abreviatura P10, a qual representa o quociente entre o número de fraturas e o comprimento do troço em análise.

O comprimento do troço em análise pode ser quantificado dos seguintes modos:

- Comprimento ao longo do poço, se o poço for vertical, sem desvios significativos, coincide com a profundidade e é o método utilizado na presente dissertação (ver figura 4.2). Este método tem o problema de não identificar as fraturas verticais ou

subverticais quase paralelas ao eixo do poço, uma vez que estas não intercetam as linhas de contagem.

- Comprimento medido ao longo da linha perpendicular ao plano de fratura (ver também figura 4.2), esta forma de análise é usada para poços com desvios em que a profundidade, geralmente, não coincide com o comprimento do poço, também chamada de intensidade de fracturação corrigida.

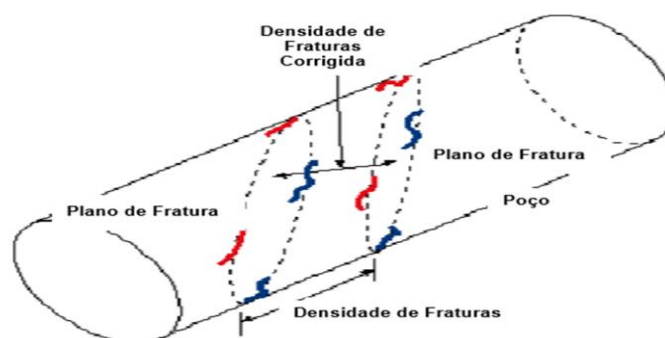


Figura 4.2 Como definir o comprimento intensidade linear de fraturas.

4.1.1 Análise do poço Z1

O poço identificado como Z1 apresenta uma profundidade de 220 m, ocupando toda a espessura do reservatório sintético. Foram reportadas 121 descontinuidades no log de FMI (ver em anexo). É possível identificar duas famílias principais Z1-1 e Z1-2 e fraturas que não se enquadram nestas famílias principais (Z1-3) (tabela 4.1).

Tabela 4-1 Famílias de fraturas Z1-1 e Z1-2 identificadas no poço Z1.

Família	Atitude	Número de fraturas
Z1-1	N39° E78° NW	85 (70%)
Z1-2	N28° W62° NE	12 (1%)
Z1-3	Aleatórias	24 (20%)

4. CASO DE ESTUDO

A identificação das famílias principais foi feita por projeção estereográfica na rede de Schmidt. Na figura 4.3(a) mostra-se a projeção estereográfica dos polos na rede de Schmidt, na figura 4.3(b) mostra-se a projeção dos planos das famílias das fraturas do poço Z1, a vermelho Z1-1 e a amarelo Z1-2 e na figura 4.3(c) mostra-se a localização das fraturas ao longo do poço por família, cada fratura é representada por um ponto.

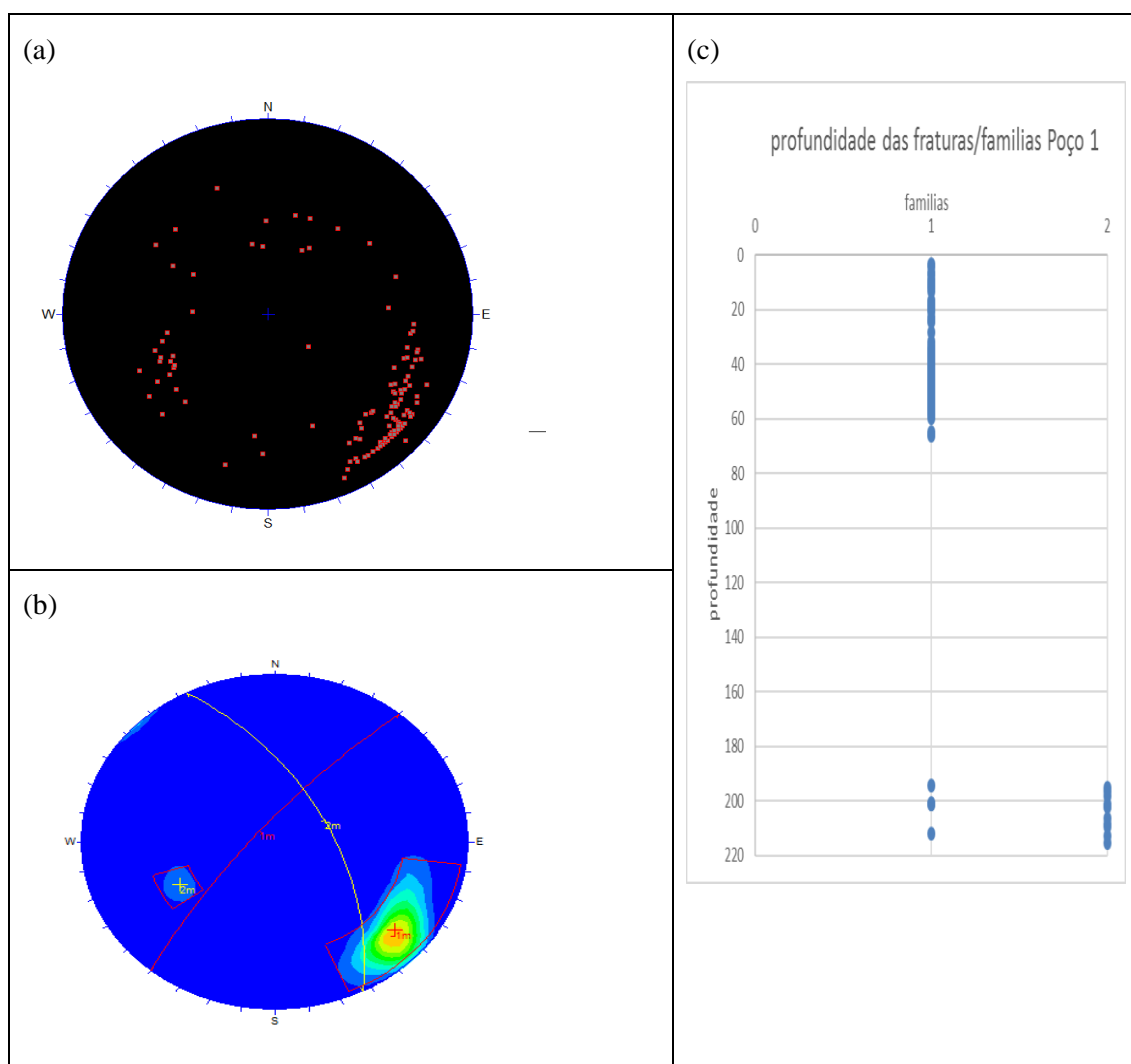


Figura 4.3 (a) projeção estereográfica dos polos na rede de Schmidt; (b) projeção dos planos das famílias das fraturas do poço Z1, vermelho Z1-1, amarelo Z1-2; (c) localização das fraturas ao longo do poço por família, cada fratura é representada por um ponto.

As fraturas da família Z1-1 apresentam inclinações bastantes elevadas, superiores a 75° , já as fraturas da família Z1-2 apresentam menores inclinações, cerca de 60° .

Seguidamente subdividiu-se o comprimento do poço em intervalos de 5 metros, e calculou-se a variável P10 para cada intervalo, o resultado encontra-se listado na tabela 4.2

Tabela 4-2 Poço Z1, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10)

Profundidade (m)		Número de		P10	
Z inicial	Z final	Z1-1	Z1-2	Z1-1	Z1-2
0	5	2		0,4	
5	10	4		0,8	
10	15	4		0,8	
15	20	5		1	
20	25	5		1	
25	30	1		0,2	
30	35	4		0,8	
35	40	10		2	
40	45	11		2,2	
45	50	11		2,2	
50	55	13		2,6	
55	60	8		1,6	
60	65	3		0,6	
65	70				
...
190	195				
195	200	1	2	0,2	0,2
200	205		3		0,6
205	210	2	3	0,4	0,6
210	215	1	2	0,2	0,4
215	220		2		0,4

Os resultados demonstrados na figura 4.3 e nas tabelas 4.1 e 4.2 permitem retirar as seguintes observações:

- No intervalo de profundidades entre 2 e 65m estão localizadas cerca de 85% das discontinuidades da família Z1-1 e neste intervalo os valores de P10 são os mais elevados.
- Todas as discontinuidades da família Z1-2 localizam-se entre os 195 e os 215 m.
- Entre as profundidades 70 e 190 m não existem fraturas destas famílias Z1-1 e Z1-2.

4.1.2 Análise do poço Z2

O poço identificado como Z2 apresenta uma profundidade de 100 m, ocupando parcialmente a espessura do reservatório sintético. Foram reportadas 114 discontinuidades no log de *FMI* (ver em anexo). Neste poço foi possível identificar três famílias principais Z2-1, Z2-2 e Z2-3 e também

4. CASO DE ESTUDO

um fraturas que não se enquadram nestas famílias principais e que representam cerca de 25% do total (Z2-4) (tabela 4.3).

Da mesma forma que para Z1, a identificação das famílias principais foi feita por projeção estereográfica na rede de Schmidt. Na figura 4.4(a) mostra-se a projeção estereográfica dos polos na rede de Schmidt, na figura 4.4(b) mostra-se a projeção dos planos das famílias das fraturas do poço Z2, vermelho Z2-1, verde Z2-2; amarelo Z2-3 (c) mostra-se a localização das fraturas ao longo do poço por família, cada fratura é representada por um ponto.

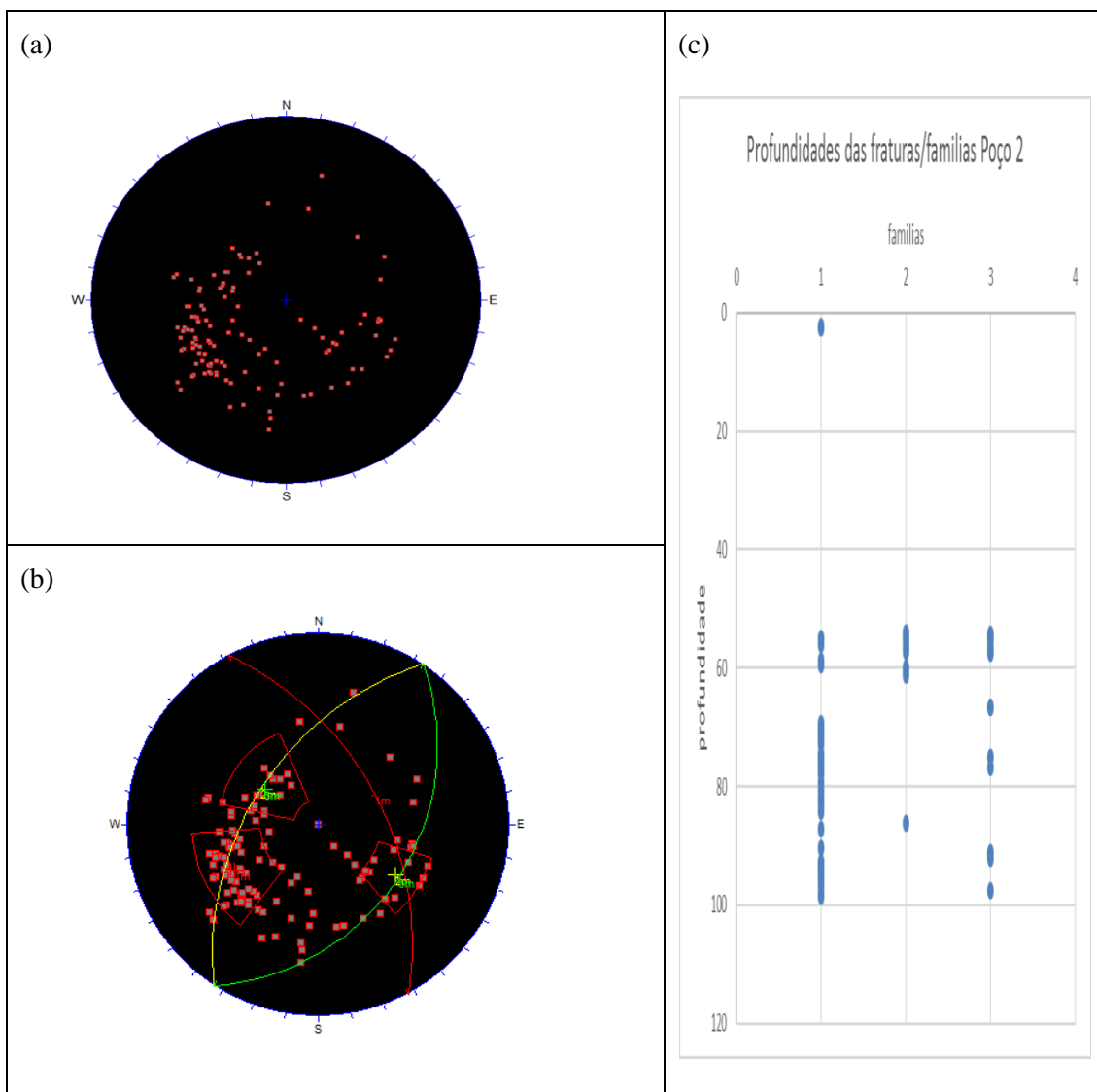


Figura 4.4 (a) projeção estereográfica dos polos na rede de Schmidt; (b) projeção dos planos das famílias das fraturas do poço Z2, vermelho Z2-1, verde Z2-2; amarelo Z2-3 (c) localização das fraturas ao longo do poço por família, cada fratura é representada por um ponto.

Tabela 4-3 Famílias de fraturas Z2-1, Z2-2 e Z2-3 identificadas no poço Z2.

Família	Atitude	Número de fraturas
Z2-1	N28° W62° NE	59 (50%)
Z2-2	N32° E37° SE	12 (11%)
Z2-3	N32° E44° NW	19 (17%)
Z2-4	Aleatórias	24 (22%)

Baseando-se na simetria, é possível deduzir que as famílias Z2-2 e Z2-3 aparentam ser conjugadas e com isso pertencer ao mesmo sistema de descontinuidades. Também para este poço subdividiu-se o comprimento em intervalos de 5 metros, e calculou-se a variável P10 para cada intervalo. O resultado encontra-se listado na tabela 4.4.

Tabela 4-4 Poço Z2, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10)

Profundidade (m)		Número de fraturas			P10		
Z inicial	Z inicial	Z2-1	Z2-2	Z2-3	Z2-1	Z2-2	Z2-3
0	5	3			0,6		
5	10						
...
45	50						
50	55	1		3	0,2		0,6
55	60	1	3	5	0,2	0,6	1,0
60	65		4	3		0,8	0,6
65	70		2	3	0	0,2	0,6
70	75	12			2,2		
75	80	12			2,2		
80	85	6			1,2		
85	90	9		2	1,8		0,4
90	95	10	3	3	2,0	0,6	0,6
95	100	5			1,0		

Os resultados mostrados na figura 4.4 e nas tabelas 4.3 e 4.4 permitem retirar as seguintes observações:

- Cerca de 95% das descontinuidades da família Z2-1 encontram-se entre os 70 e os 100 m de profundidade, tendo neste intervalo intensidades de fraturas muito elevadas.
- A família Z2-2 tem as suas fraturas localizadas principalmente no intervalo de 55 a 65 m.

4. CASO DE ESTUDO

- As fraturas da família Z2-3 têm uma dispersão maior em termos de profundidade, variam de 55 a 65m e de 95 a 100m.

4.1.3 Análise conjunta dos resultados dos poços Z1 e Z2

Depois da análise em separado, procedeu-se à junção dos resultados para que seja obtida uma interpretação conjunta e única do reservatório.

Pelos conjuntos de tabelas acima apresentados, a proposta é que se juntem as famílias Z1-1 e Z2-3 (o resultado é FZ-1) e também as famílias Z1-2 e Z2-1 (o resultado é FZ-2); já a família Z2-2 permanece separada. As famílias FZ-1 e FZ-2 são as mais óbvias, pois encontram-se representadas nos dois poços, ao passo que a família FZ-3, correspondente ao Z2-2, apesar de aparecer apenas em um dos poços e a sua frequência ser relativamente baixa, foi escolhida, todavia por ser o par conjugado da FZ-2.

Esta junção de famílias e o resultado final está esquematizado na figura 4.5. A figura 4.5(a) mostra a projeção estereográfica na rede de Schmidt dos polos das fraturas presentes na área de estudo e na figura 4.5(b) a projeção dos planos das famílias de fraturas finais presentes na área de estudo, a verde ZF-1, a amarelo ZF-2 e a azul ZF-3. Considerou-se como aleatórias todas as fraturas identificadas nos dois poços que não se enquadraram em nenhuma família com orientação preferencial. As fraturas provenientes dos conjuntos acima referidos que não se agrupou em nenhum conjunto de famílias finais, classificaram-se como aleatórias.

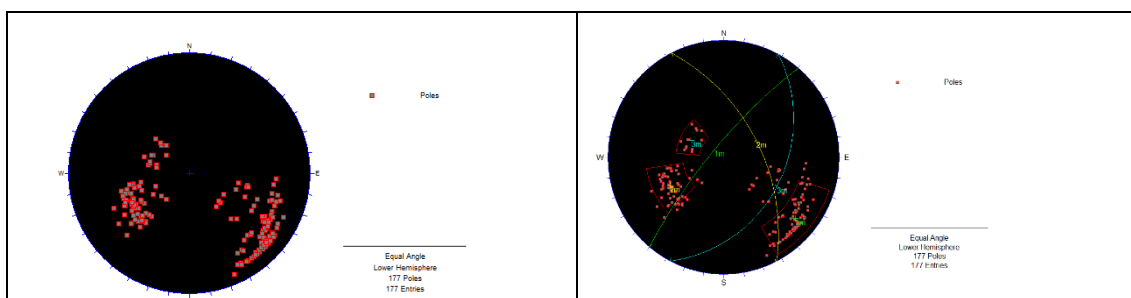


Figura 4.5 (a) projeção estereográfica na rede de Schmidt dos polos das fraturas presentes na área de estudo; (b) projeção dos planos das famílias de fraturas finais presentes na área de estudo, a verde ZF-1, a amarelo ZF-2 e a azul ZF-3.

Seguidamente refizeram-se os cálculos da intensidade de fracturação para os poços Z1 e Z2 com estas 3 famílias, mais a família de fraturas aleatórias, e apresentam-se os resultados nas tabelas 4.5 e 4.6.

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-5. Proposta de interpretação conjunta das famílias identificadas nos poços Z1 e Z2, associações e famílias resultantes.

Famílias iniciais		Famílias finais		
Código	Número de fraturas	Código	Atitude	Número de fraturas
Z1-1; Z2-3	87+19=106	FZ-1	N42°E74°N	106
Z1-2; Z2-1	12+59=71	FZ-2	N28°W56°N	71
Z2-2	12	FZ-3	N32°E37°SE	12
Z1-3; Z2-4	26+24=50	FZ-A	Aleatória	50

Tabela 4-6 Poços Z1 e Z2, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10)

Coordenadas		Profundidade (m)		Intensidade de fracturação (P10)			
X	Y	Z inicial	Z final	FZ-1	FZ-2	FZ-3	FZ-A
906	938	2,5	7,5	0,4	0	0	0,4
906	938	7,5	12,5	0,8	0	0	0
906	938	12,5	17,5	1	0	0	0,6
906	938	17,5	22,5	0,6	0	0	0,4
906	938	22,5	27,5	1	0	0	0
906	938	27,5	32,5	0,2	0	0	0
906	938	32,5	37,5	0,8	0	0	0
906	938	37,5	42,5	2	0	0	0
906	938	42,5	47,5	2,2	0	0	0
906	938	47,5	52,5	2,4	0	0	0
906	938	52,5	57,5	2,6	0	0	0
906	938	62,5	67,5	1,6	0	0	0,2
906	938	67,5	72,5	0,6	0	0	0
906	938	72,5	77,5	0	0	0	0
906	938	77,5	82,5	0	0	0	0,2
906	938	82,5	87,5	0	0	0	0
906	938	87,5	92,5	0	0	0	0,2
906	938	92,5	97,5	0	0	0	0
906	938	97,5	102,5	0	0	0	0,2
906	938	102,5	107,5	0	0	0	0
906	938	107,5	112,5	0	0	0	0,6
906	938	112,5	117,5	0	0	0	0
906	938	117,5	122,5	0	0	0	0
906	938	122,5	127,5	0	0	0	0

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-7- Poços Z1 e Z2, número de fraturas em profundidade a cada intervalo de 5 m e intensidade de fraturas por metro linear (P10) cont,

X	Y	Z inicial	Z final	FZ-1	FZ-2	FZ-3	FZ-A
906	938	127,5	132,5	0	0	0	0,4
906	938	132,5	137,5	0	0	0	0
906	938	137,5	142,5	0	0	0	0
906	938	142,5	147,5	0	0	0	0
906	938	147,5	152,5	0	0	0	0
906	938	152,5	157,5	0	0	0	0,2
906	938	157,5	162,5	0	0	0	0
906	938	162,5	167,5	0	0	0	0
906	938	167,5	172,5	0	0	0	0,2
906	938	172,5	177,5	0	0	0	0
906	938	177,5	182,5	0	0	0	0,2
906	938	182,5	187,5	0	0	0	0
906	938	187,5	192,5	0	0	0	0
906	938	192,5	197,5	0,2	0,2	0	0
906	938	197,5	202,5	0,2	0,6	0	0,2
906	938	202,5	207,5	0	0,4	0	0
906	938	207,5	212,5	0,6	0,4	0	0,2
906	938	217,5	217,5	0	0,4	0	0
1372	2439	2,5	7,5	0	0,6	0	0
1372	2439	7,5	12,5	0	0,0	0	0
1372	2439	12,5	17,5	0	0	0	0,6
1372	2439	17,5	22,5	0	0	0	0
1372	2439	22,5	27,5	0	0	0	0,4
1372	2439	27,5	32,5	0	0	0	0
1372	2439	32,5	37,5	0	0	0	0,6
1372	2439	37,5	42,5	0	0	0	0
1372	2439	42,5	47,5	0	0	0	0
1372	2439	47,5	52,5	0	0	0	0,4
1372	2439	52,5	57,5	0,4	0,4	0,4	0
1372	2439	57,5	62,5	1,2	0	0,6	0,4
1372	2439	62,5	67,5	0,8	0,2	0,4	0,2
1372	2439	67,5	72,5	0,4	2,4	0,2	0,4
1372	2439	72,5	77,5	0,2	2,2	0	0,6
1372	2439	77,5	82,5	0	0,2	0	0,4
1372	2439	82,5	87,5	0,2	1,4	0	0
1372	2439	87,5	92,5	0,2	2	0	0
1372	2439	92,5	97,5	0,4	2,4	0,6	0,6
1372	2439	97,5	102,5	0	0	0	0,2

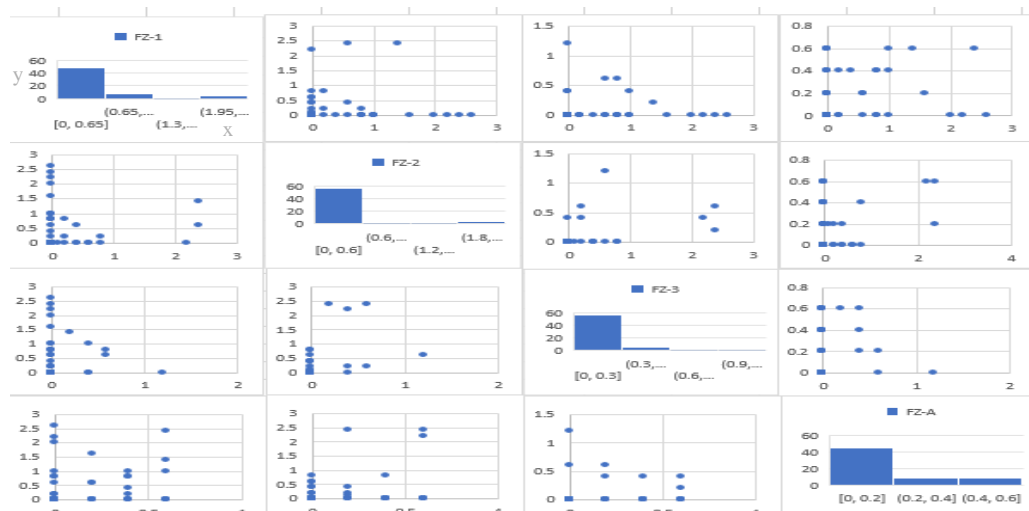


Figura 4.6 gráficos de dispersão das variáveis.

Tabela 4-8 Coeficiente de correlação de Pearson-Spearman entre os valores de P10 condicionais por família FZ-1, FZ-2, FZ-3. FZ-A.

	FZ-1	FZ-2	FZ-3	FZ-A
FZ-1	1	0.073958	0.183954	0.184968
FZ-2	0.067618	1	0.567187	0.075011
FZ-3	0.027904	0.468869	1	0.190092
FZ-A	0.140701	0.250249	0.034991	1

A fim de verificar a existência de correlação entre as intensidades de fracturação das diferentes famílias foram determinados coeficientes de correlação de Pearson e Spearman entre os valores de P10 das 4 famílias finais e o resultado encontra-se representado na tabela 4.8. Essencialmente, não existe correlação entre as intensidades de fracturação das famílias. Na figura 4.6 podemos observar a dispersão que existe entre as variáveis. Na tabela 4.9 estão calculados alguns dados estatísticos. Os valores estatísticos calculados são muito importantes porque condicionam as simulações realizadas, e servem de parâmetros para a confirmação das imagens simuladas

Tabela 4-9.-Dados estatísticos do P10 calculado para cada família

	FZ-1	FZ-2	FZ-3	FZ-A
Mínimo	0,000	0,00	0,000	0,000
Máximo	2,60	2,40	1,20	0,600
Média	0,34	0,190	0,06	0,016
Q1	0,00	0,000	0,000	0,000
Q3	0,550	0,000	0,000	0,400
Variância	0,41	0,27	0,04	0,05

4. CASO DE ESTUDO

4.1.4 Variografia e simulação condicional da variável intensidade de fracturação por família

Pretendeu-se quantificar os padrões de continuidade espacial dos valores observados de intensidades de fracturação, caso existam. Os dados disponíveis são provenientes de 2 poços verticais, assim apenas foi possível determinar variogramas experimentais na direção vertical, se fossem calculados na direção horizontal apenas estaria disponível um ponto de variograma experimental o que seria manifestamente insuficiente para um ajustamento. Os resultados estão representados na figura 4.7 para as 4 famílias estudadas FZ-1, FZ-2, FZ-3e FZ-A. O passo adotado foi de 5 metros, precisamente o intervalo que será utilizado para a malha de blocos na vertical.

Os variogramas experimentais para as famílias FZ-1, FZ-2 e FZ-3 são de muito boa qualidade e para FZ-A de qualidade inferior, mas mesmo assim perfeitamente ajustável. Na tabela 4.10 estão sintetizados os parâmetros de ajustamento, podemos observar que que a variável 2 é a que apresenta maior amplitude espacial, isto resulta pelo facto de que as fraturas que compõem esta família, encontrarem-se mais distribuídas ao longo do poço e com valores mais semelhantes. Para efeitos de modelação destas variáveis, considerou-se uma razão de anisotropia entre as direções horizontal e vertical de 18,75, precisamente a razão média entre as dimensões horizontal e vertical do reservatório.

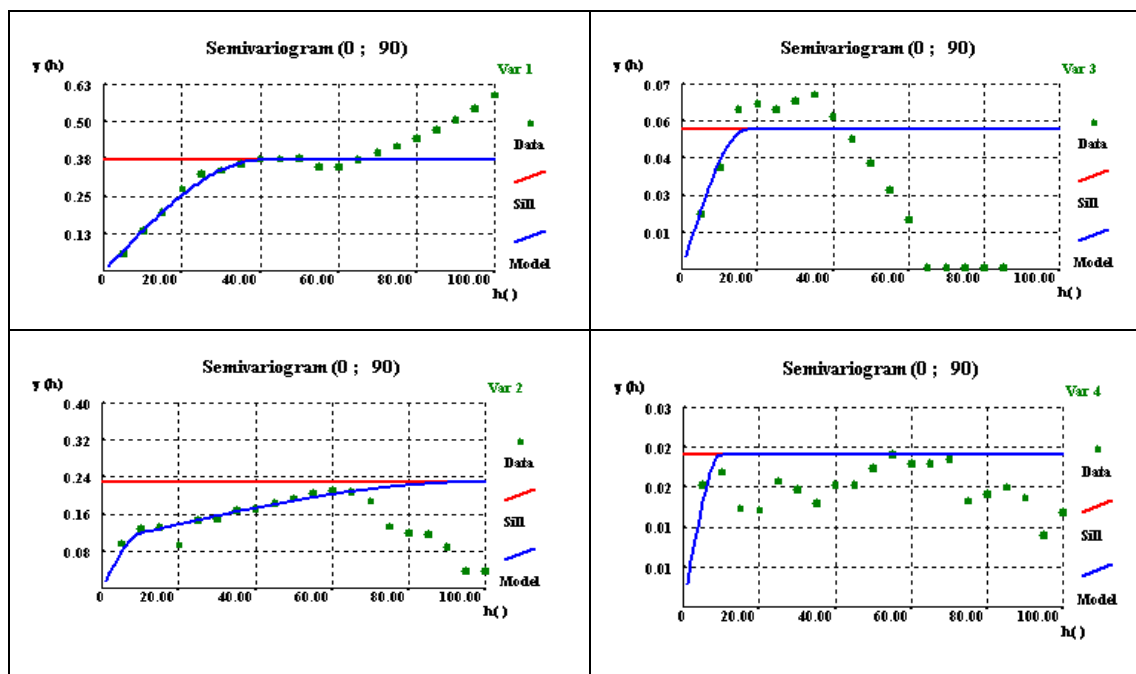


Figura 4.7 Variogramas experimentais da variável P10 para as famílias Var 1(FZ-1), Var 2 (FZ-2) Var 3 (FZ-3) e Var 4 (FZ-A) (pontos a cor verde) e modelos teóricos ajustados (linha a azul).

Tabela 4-10 Parâmetros dos modelos teóricos dos variogramas ajustados às famílias finais de fraturas.

	C_1	C_2	$aH1$	$aH2$	$aV1$	$aV2$	Modelo
Var1 (FZ-1)	100%		750		40		Sph
Var 2(FZ-2)	43%	57%	187,5	1875	10	100	Sph
Var 3 (FZ-3)	100%		318,75		17		Sph
Var 4 (FZ-A)	100%		187,5		10		Sph

4.1.5 Simulação condicional de imagens da variável intensidade de fracturação

Com os dados de P10 da tabela 4.6,4.7 e os modelos de variogramas da tabela 4.10 simularam-se por SSG 10 imagens destas variáveis. Na figura 4.8 mostram-se um exemplo de cada nas mesmas localizações. Num caso real deve-se ponderar melhor o número de realizações, em função da quantidade de dados disponíveis e das amplitudes dos variogramas, todavia para efeitos demonstrativos 10 imagens serão suficientes.

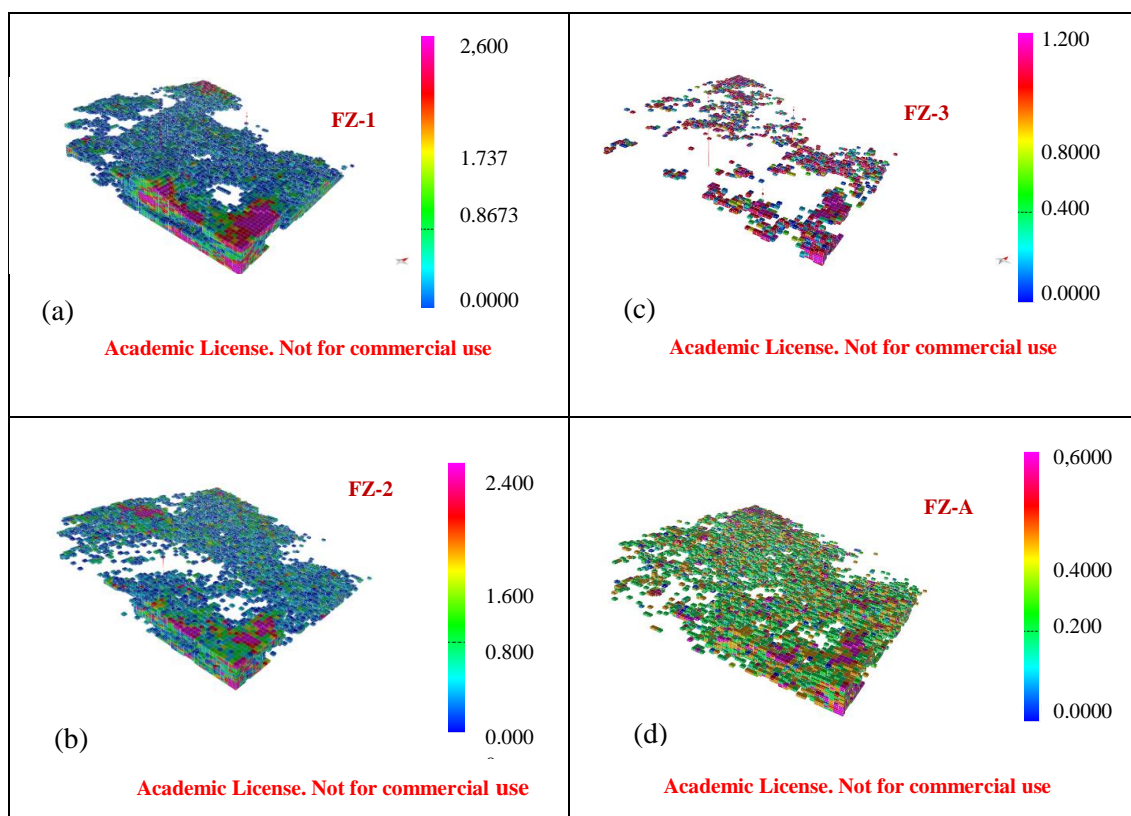


Figura 4.8 Exemplo de uma imagem simulada da variável P10 para cada família (a) FZ-1, (b) FZ-2, (3) FZ-3 e (d) FZ-A.

4. CASO DE ESTUDO

4.2 Simulação de fraturas e avaliação das variáveis

4.2.1 Simulação e avaliação das variáveis (FTRIAN)

Nesta segunda etapa, pretende-se ajustar uma relação entre a intensidade linear de fracturação (P10) e os parâmetros porosidade e permeabilidade.

Para o efeito utilizou-se em primeiro lugar o programa FTRIAN e um bloco de referência de 50 x 50 x 5 metros. Foram simuladas fraturas (quadrados) com várias intensidades (20000, 40000, 60000 e 80000 fraturas) para cada família (FZ-1), (FZ-2), (FZ-3) e (FZ-A). A dimensão das fraturas seguiu uma lei de potência relativamente ao tamanho do lado do quadrado, que variou entre 0,3m (dimensão diâmetro da sondagem) e 50 m (dimensão do bloco). A abertura foi considerada constante e igual a 0,1 mm. Para determinar o valor equivalente de P10, o modelo de fraturas é amostrado por 1000 linhas de amostragem verticais a cada 20000 fraturas simuladas.

Os resultados destas simulações estão ilustrados nas tabelas 4.11 a 4.14 (respetivamente das famílias FZ-1, FZ-2, FZ-3 e FZ-A), e incluem o número de fraturas simuladas, a área de fratura que está contida no volume, a intensidade P10, a porosidade (PHIE) e as componentes do tensor de permeabilidade. Os valores de PHIE estão expressos em rácio não em percentagem.

Tabela 4-11 Resultados do FTRIAN para a família FZ-1.

Nº fraturas	0	20 000	40 000	60 000	80 000
Área (m ²)	0	30 679	59 614	87 777	119 987
P10	0	0,7356	1,364	2,07	2,81
P32	0	2,45	4,77	7,02	9,6
PHIE	0	0,000245	0,000477	0,000702	0,00096
K _{xx}	0	0,092	0,178	0,262	0,358
K _{yy}	0	0,131	0,255	0,376	0,514
K _{zz}	0	0,191	0,372	0,548	0,749
K _{xy}	0	0,094	0,182	0,268	0,366
K _{xz}	0	0,043	0,083	0,122	0,167
K _{yz}	0	-0,035	-0,067	-0,099	-0,135

Tabela 4-12 Resultados do FTRIAN para a família FZ-2.

Nº fraturas	0	20 000	40 000	60 000	80 000
Área (m ²)	0	31 171	60 108	89 188	121 114
P10	0	1,4936	2,8714	4,233	5,6922
P32	0	2,49	4,81	7,14	9,69
PHIE	0	0,000249	0,000481	0,000714	0,000969
K _{xx}	0	0,098	0,188	0,28	0,38
K _{yy}	0	0,179	0,345	0,511	0,694
K _{zz}	0	0,145	0,279	0,414	0,562
K _{xy}	0	-0,06	-0,116	-0,172	-0,233
K _{xz}	0	-0,086	-0,166	-0,247	-0,335
K _{yz}	0	-0,047	-0,088	-0,131	-0,178

Tabela 4-13 Resultados do FTRIAN para a família FZ-3.

Nº fraturas	0	20 000	40 000	60 000	80 000
Área (m ²)	0	32 060	61 731	91 676	124 497
P10	0	2,17	4,126	6,108	8,201
P32	0	2,56	4,94	7,33	9,66
PHIE	0	0,000256	0,000494	0,000733	0,000966
K _{xx}	0	0,158	0,304	0,451	0,613
K _{yy}	0	0,197	0,379	0,563	0,765
K _{zz}	0	0,078	0,151	0,224	0,305
K _{xy}	0	0,034	0,065	0,097	0,132
K _{xz}	0	-0,09	-0,174	-0,258	-0,35
K _{yz}	0	0,052	0,1	0,149	0,202

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-14 Resultados do FTRIAN para a família FZ-A.

Nº fraturas	0	20 000	40 000	60 000	80 000
Área (m ²)	0	32 025	61 582	91 261	124 017
P10	0	1,7486	3,2754	4,7844	6,5578
P32	0	2,56	4,93	7,3	9,92
PHIE	0	0,000256	0,000493	0,00073	0,000992
K _{xx}	0	0,163	0,312	0,463	0,634
K _{yy}	0	0,163	0,313	0,465	0,631
K _{zz}	0	0,163	0,313	0,465	0,631
K _{xy}	0	0	0	0	0,001
K _{xz}	0	0	-0,001	-0,002	0
K _{yz}	0	-0,001	-0,001	0,002	0

De forma a melhor entender estes resultados, na figura 4.9 representam-se os valores dos parâmetros analisados Área, P10, PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ do tensor de permeabilidade em função do número de fraturas por família e na figura 4.10 as componentes KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade.

4. CASO DE ESTUDO

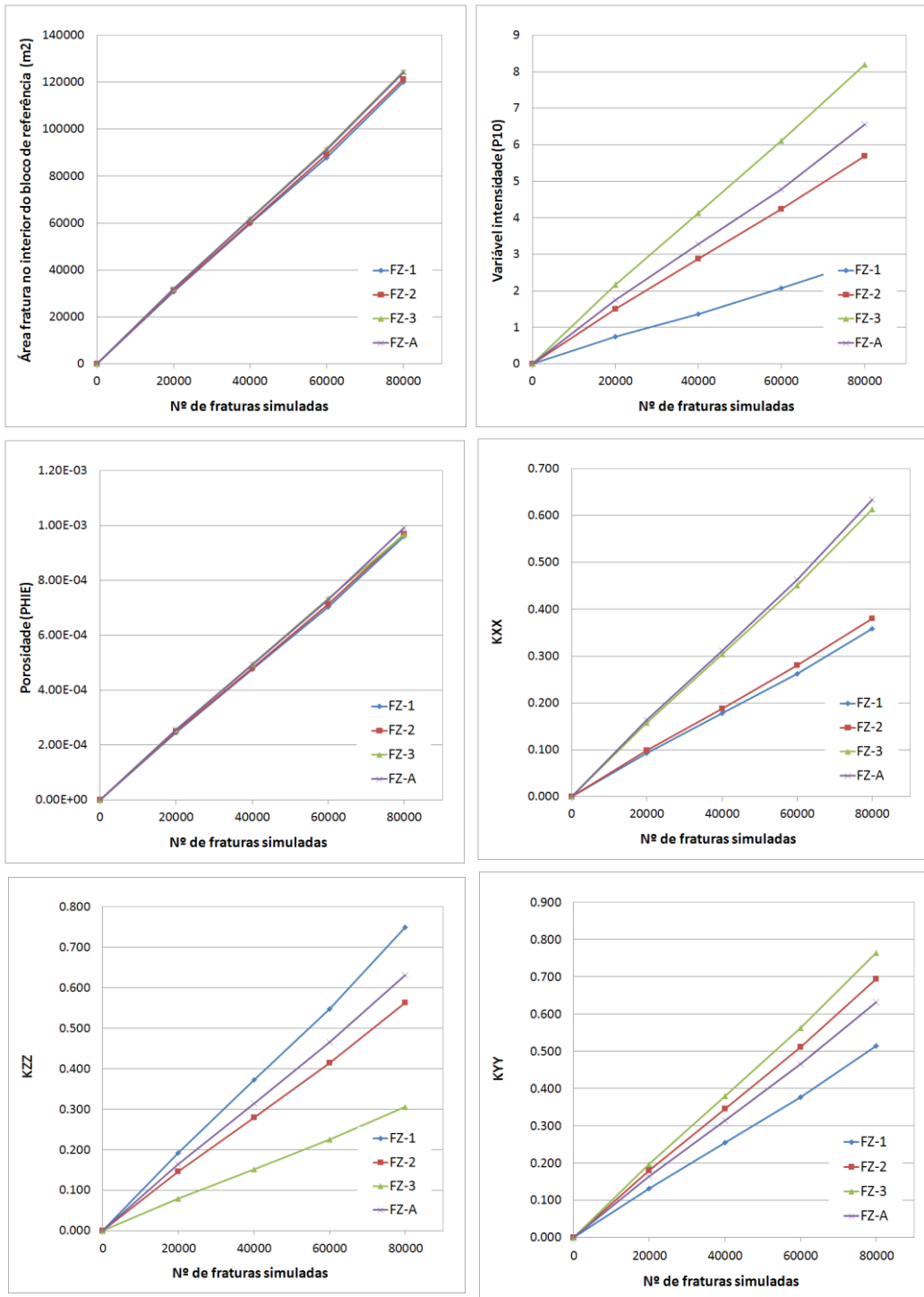


Figura 4.9 representação gráfica dos valores dos parâmetros analisados Área, P10, PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ do tensor de permeabilidade em função do número de fraturas por família.

4. CASO DE ESTUDO

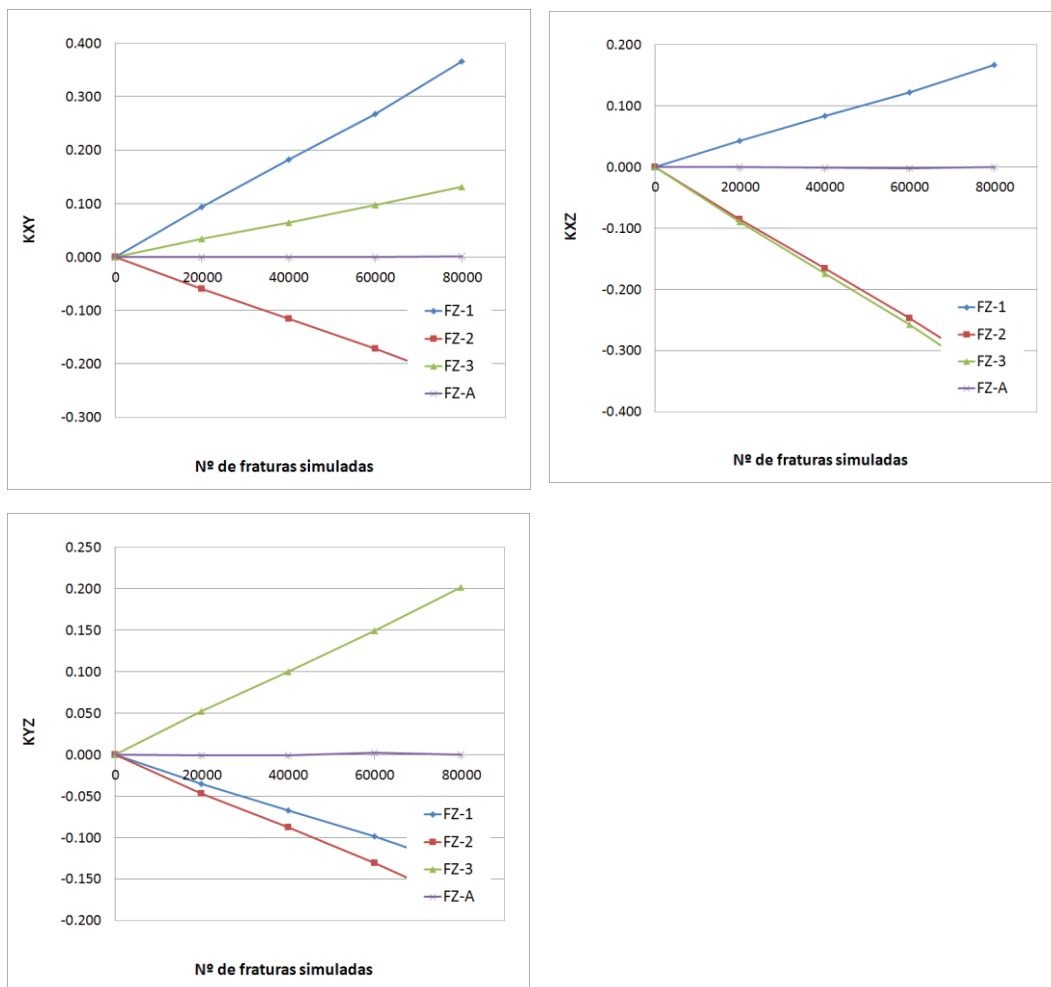


Figura 4.10 Representação gráfica dos valores dos restantes parâmetros analisados componentes KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função do número de fraturas por família.

A primeira evidência a retirar dos resultados do FTRIAN é a confirmação de que a variação de todas as variáveis analisadas é linear com o número de fraturas simuladas, o que permite obter multiplicadores entre as variáveis e se em alguns casos existem ligeiros desvios à linearidade isso deve-se muito provavelmente à retirada das porções de fratura que estão no exterior do bloco em análise.

As variáveis área de fratura no interior do bloco e PHIE são iguais para todas as famílias porque não dependem da orientação da fratura.

Os resultados para a variável intensidade P10, porque são obtidos por amostragem só na direção vertical (e também dos hipotéticos poços), dependem fortemente da orientação das fraturas e os

valores mais elevados de P10 são obtidos para as famílias com menor inclinação o que coincide com os resultados obtidos. A família de fraturas aleatórias posiciona-se num resultado intermédio.

No que respeita à permeabilidade, todas as componentes do tensor têm variações lineares, e o resultado depende da orientação das fraturas quando conjugado com as componentes do tensor. Na família de fraturas aleatórias (FZ-A), as componentes cruzadas do tensor são nulas e as componentes KXX, KYY e KZZ são praticamente iguais porque não existe nenhuma direção preferencial para o escoamento.

4.2.2 Simulação das variáveis (Move)

Para aferir os resultados obtidos pelo programa experimental FTRIAN, no software Move foi efetuada a simulação de fraturas por família num bloco de referência também de 50 x 50 x 5m, tendo-se utilizado os mesmos parâmetros do FTRIAN em termos de dimensões da fratura, abertura e orientação. A exceção foi a introdução de uma lei de variabilidade na orientação das fraturas (lei de Fisher) através da constante de Fisher (K). Esta constante descreve a dispersão de um cluster de orientação, quanto maior for o valor de Fisher menor será a dispersão. O valor da constante foi obtido aquando da partição das fraturas em famílias. A título ilustrativo, na figura 4.11 mostram-se os resultados da simulação de fraturas para as famílias FZ-1, FZ-2 e FZ-3, onde à esquerda as fraturas tem orientação fixa e à direita apresentam alguma variabilidade relativamente à direção média.

Importa aqui referir que o software Move permite que se faça a simulação de fraturas para vários blocos em simultâneo, mas ao tentar-se simular de uma só vez as famílias encontradas em todo o volume de reservatório, tal mostrou-se impraticável por limitações computacionais. Este facto mostra que a única via para a simulação de reservatórios fraturados é a realização de simulações, á análise dos resultados em pequenos blocos de referência e a extrapolação dos resultados para o volume total do reservatório.

Outro aspeto importante da metodologia proposta e que foi demonstrado pelo software MOVE nesta fase, é que os resultados da porosidade e permeabilidade para um conjunto das famílias equivale á soma dos resultados parciais obtidos para cada família, e isto é aplicável quer para a porosidade quer para as componentes do tensor de permeabilidade.

Os resultados apresentam-se na seguinte série de tabelas e figuras: tabelas 4.15, 4.16 e 4.17, resultados do MOVE para as famílias FZ-1, FZ-2 e FZ-3 com orientação constante e orientação variável segundo o coeficiente de Fisher igual ao observado pelos dados e diferenças em % entre

4. CASO DE ESTUDO

os resultados; tabela 4.18, resultados do MOVE para a família FZ-A; figuras 4.12, 4.13 e 4.14 representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para as famílias FZ-1, FZ-2 e FZ-3, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher); figura 4.15, idem às figuras anteriores para a família FZ-A.

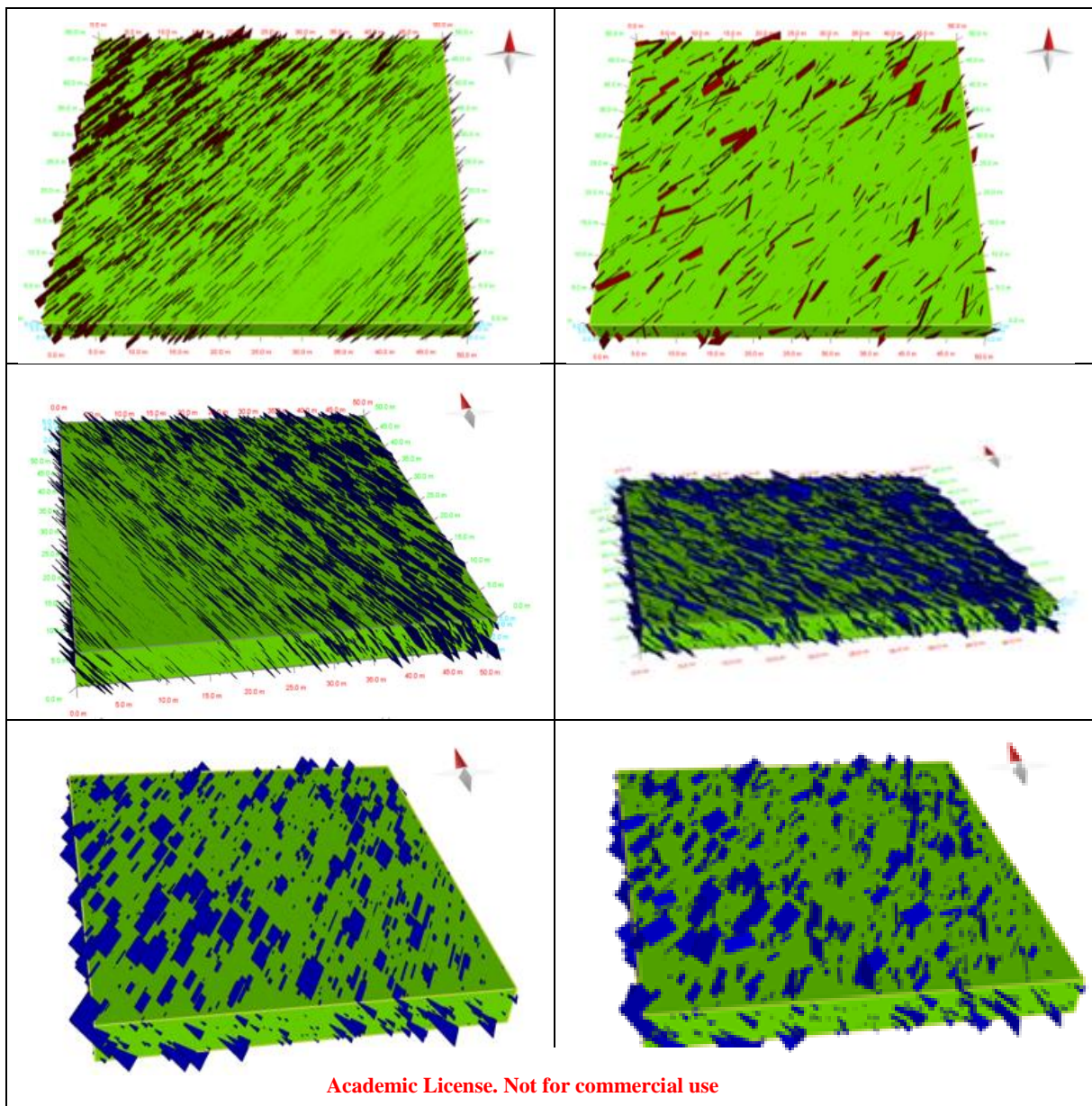


Figura 4.11 Exemplo de fraturas simuladas para as famílias de fraturas em estudo, FZ-1, FZ-2 e FZ-3, onde à esquerda têm orientação constante e à direita orientação variável de acordo com o coeficiente de Fisher.

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-15 Resultados do MOVE para a família FZ-1, simulação com orientação constante, simulação com Fisher igual a 20,88 e diferenças em percentagem.

FZ-1		0	20000	40000	60000	80000
área total de fratura(m2)	Orientação constante	0	25596	50847	76569	102167
	Fisher = 20,88	0	25694	51026	76844	102518
	% variação	0	0,384	0,351	0,359	0,344
P32	Orientação constante	0	2,05	4,07	6,13	8,17
	Fisher = 20,88	0	2,06	4,08	6,15	8,20
	% variação	0	0,488	0,246	0,326	0,367
PHIE	Orientação constante	0	0,000205	0,000407	0,000613	0,000817
	Fisher = 20,88	0	0,000206	0,000408	0,000615	0,000820
	% variação	0	0,488	0,246	0,326	0,367
KXX	Orientação constante	0	0,076	0,152	0,229	0,305
	Fisher = 20,88	0	0,083	0,164	0,248	0,329
	% variação	0	9,211	7,895	8,297	7,869
KYY	Orientação constante	0	0,110	0,218	0,328	0,438
	Fisher = 20,88	0	0,111	0,220	0,330	0,442
	% variação	0	0,525	0,831	0,706	0,938
KZZ	Orientação constante	0	0,160	0,317	0,478	0,638
	Fisher = 20,88	0	0,153	0,305	0,460	0,614
	% variação	0	-4,125	-3,659	-3,849	-3,824
KXY	Orientação constante	0	0,078	0,155	0,234	0,312
	Fisher = 20,88	0	0,067	0,134	0,202	0,269
	% variação	0	-13,590	-13,484	-13,675	-13,718
KXZ	Orientação constante	0	0,036	0,071	0,107	0,142
	Fisher = 20,88	0	0,031	0,062	0,094	0,125
	% variação	0	-12,778	-12,535	-12,617	-12,183
KYZ	Orientação constante	0	-0,029	-0,057	-0,086	-0,115
	Fisher = 20,88	0	-0,026	-0,051	-0,077	-0,102
	% variação	0	-10,345	-10,526	-10,465	-11,304

4. CASO DE ESTUDO

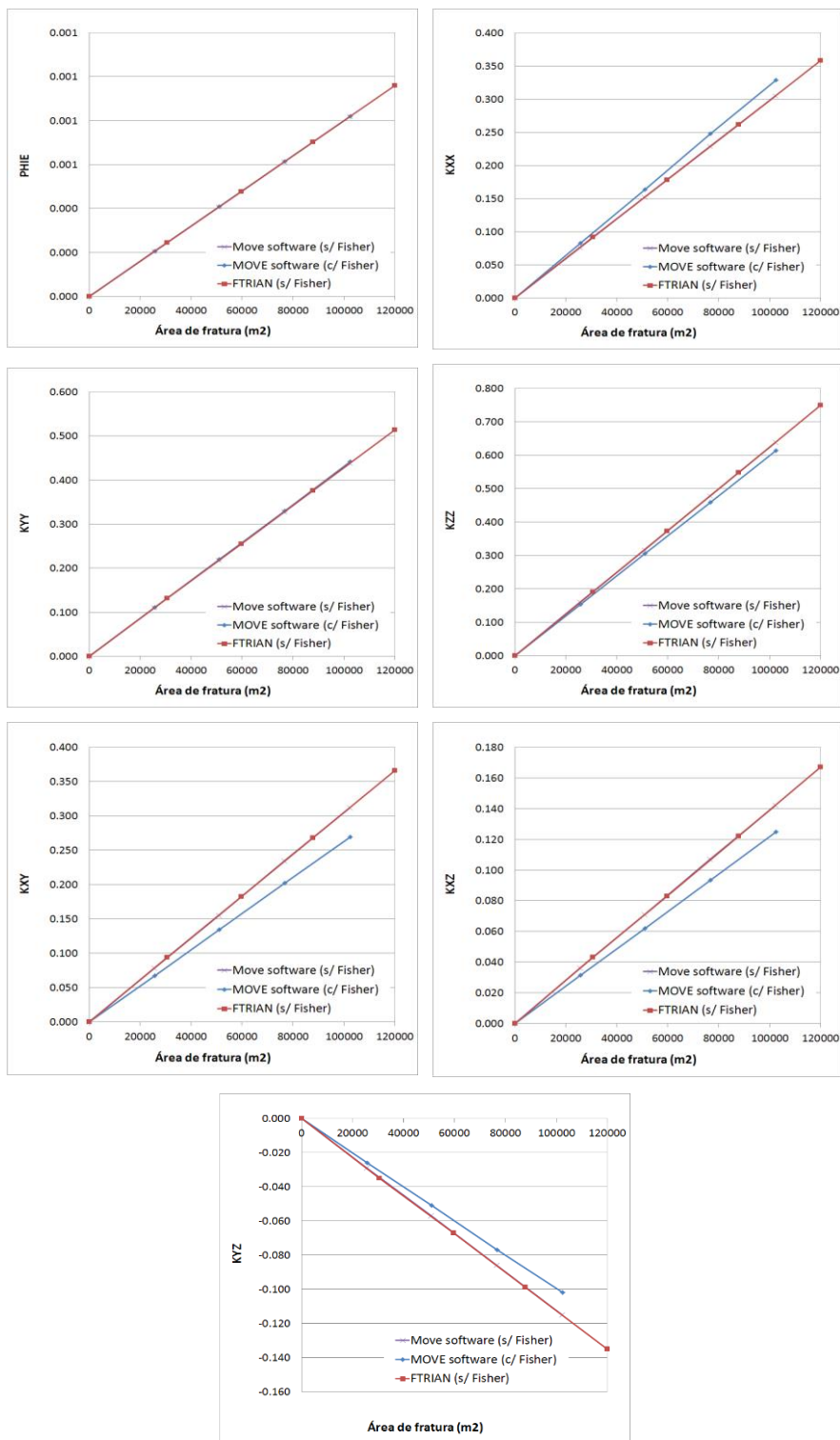


Figura 4.12 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-1, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher).

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-16 Resultados do MOVE para a família FZ-2, simulação com orientação constante, simulação com Fisher igual a 32,75 e diferenças em percentagem.

FZ-2		0	20000	40000	60000	80000
área total de fratura(m2)	Orientação constante	0	26063	51793	79830	105457
	Fisher = 32,75	0	26396	53217	79924	105589
	% variação	0	1,278	2,749	0,118	0,125
P32	Orientação constante	0	2,09	4,14	6,39	8,44
	Fisher = 32,75	0	2,11	4,26	6,39	8,45
	% variação	0	0,957	2,899	0,000	0,118
PHIE	Orientação constante	0	0,000209	0,000414	0,000639	0,000844
	Fisher = 32,75	0	0,000211	0,000426	0,000639	0,000845
	% variação	0	0,957	2,899	0,000	0,118
KXX	Orientação constante	0	0,082	0,162	0,250	0,331
	Fisher = 32,75	0	0,087	0,175	0,262	0,346
	% variação	0	6,098	8,025	4,800	4,532
KYY	Orientação constante	0	0,149	0,297	0,458	0,604
	Fisher = 32,75	0	0,149	0,299	0,450	0,594
	% variação	0	0,000	0,673	-1,747	-1,656
KZZ	Orientação constante	0	0,121	0,240	0,371	0,490
	Fisher = 32,75	0	0,121	0,245	0,368	0,487
	% variação	0	0,000	2,083	-0,809	-0,612
KXY	Orientação constante	0	-0,050	-0,100	-0,154	-0,203
	Fisher = 32,75	0	-0,046	-0,094	-0,140	-0,185
	% variação	0	-8,000	-6,000	-9,091	-8,867
KXZ	Orientação constante	0	-0,072	-0,143	-0,221	-0,292
	Fisher = 32,75	0	-0,067	-0,135	-0,203	-0,268
	% variação	0	-6,944	-5,594	-8,145	-8,219
KYZ	Orientação constante	0	-0,038	-0,076	-0,117	-0,155
	Fisher = 32,75	0	-0,036	-0,072	-0,108	-0,143
	% variação	0	-5,263	-5,263	-7,692	-7,742

4. CASO DE ESTUDO

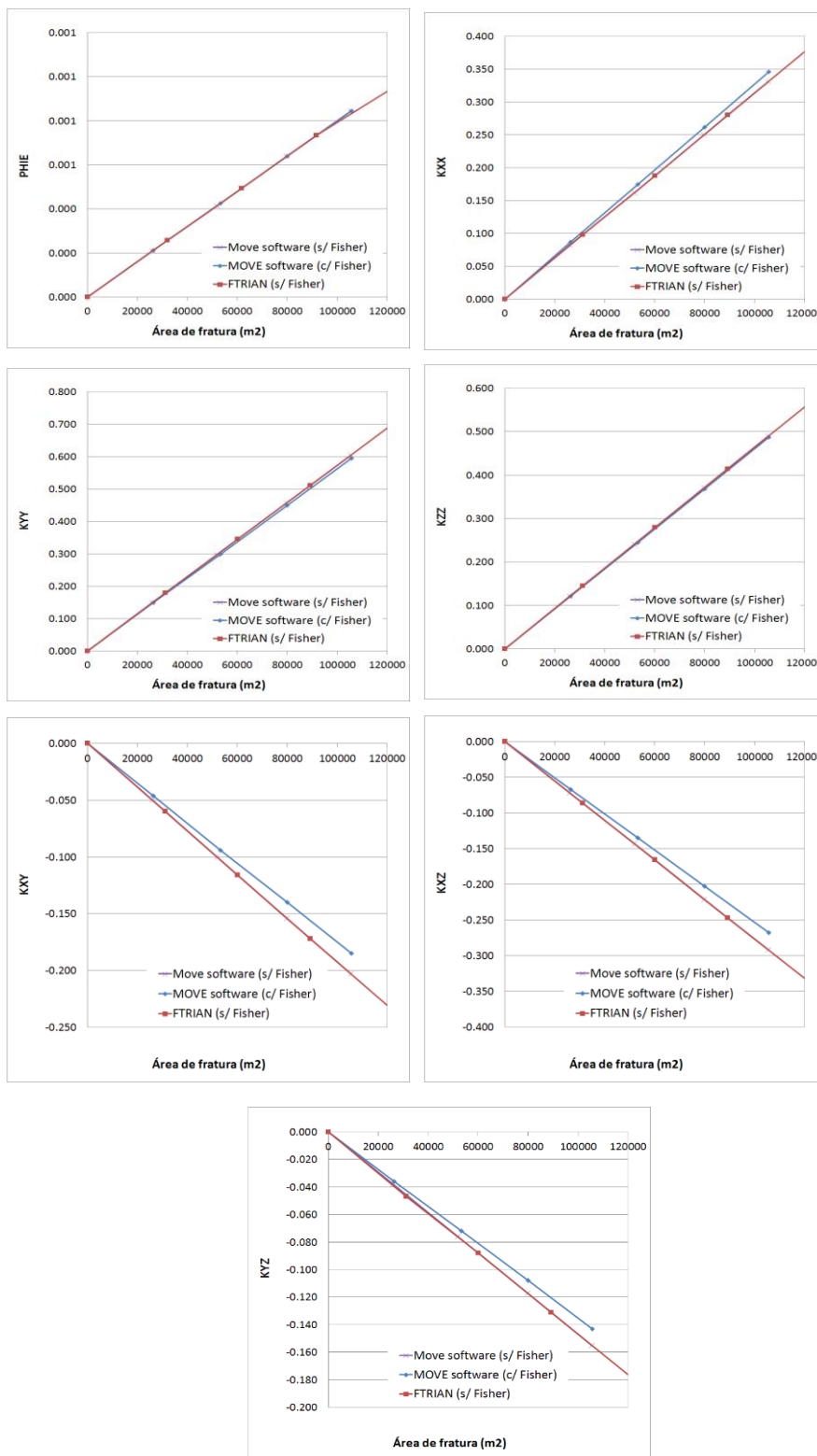


Figura 4.13 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY e KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-2, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-17 Resultados do MOVE para a família FZ-3, simulação com orientação constante, simulação com Fisher igual a 50 e diferenças em percentagem.

FZ-3		0	20000	40000	60000	80000
área total de fratura(m2)	Orientação constante	0	27189	54857	82399	108816
	Fisher = 50	0	27184	54815	82346	108766
	% variação	0	-0,017	-0,075	-0,065	-0,046
P32	Orientação constante	0	2,18	4,39	6,59	8,71
	Fisher = 50	0	2,17	4,39	6,59	8,70
	% variação	0	-0,459	0,000	0,000	-0,115
PHIE	Orientação constante	0	0,000218	0,000439	0,000659	0,000871
	Fisher = 50	0	0,000217	0,000439	0,000659	0,000870
	% variação	0	-0,459	0,000	0,000	-0,115
KXX	Orientação constante	0	0,134	0,270	0,405	0,535
	Fisher = 50	0	0,134	0,269	0,405	0,534
	% variação	0	0,000	-0,370	0,000	-0,187
KYY	Orientação constante	0	0,167	0,337	0,506	0,668
	Fisher = 50	0	0,165	0,333	0,499	0,659
	% variação	0	-1,198	-1,187	-1,383	-1,347
KZZ	Orientação constante	0	0,067	0,134	0,202	0,266
	Fisher = 50	0	0,069	0,139	0,209	0,276
	% variação	0	2,985	3,731	3,465	3,759
KXY	Orientação constante	0	0,029	0,058	0,087	0,115
	Fisher = 50	0	0,027	0,054	0,081	0,108
	% variação	0	-6,897	-6,897	-6,897	-6,087
KXZ	Orientação constante	0	-0,076	-0,154	-0,232	-0,306
	Fisher = 50	0	-0,072	-0,146	-0,218	-0,289
	% variação	0	-5,263	-5,195	-6,034	-5,556
KYZ	Orientação constante	0	0,044	0,089	0,134	0,177
	Fisher = 50	0	0,041	0,083	0,126	0,166
	% variação	0	-6,818	-6,742	-5,970	-6,215

4. CASO DE ESTUDO

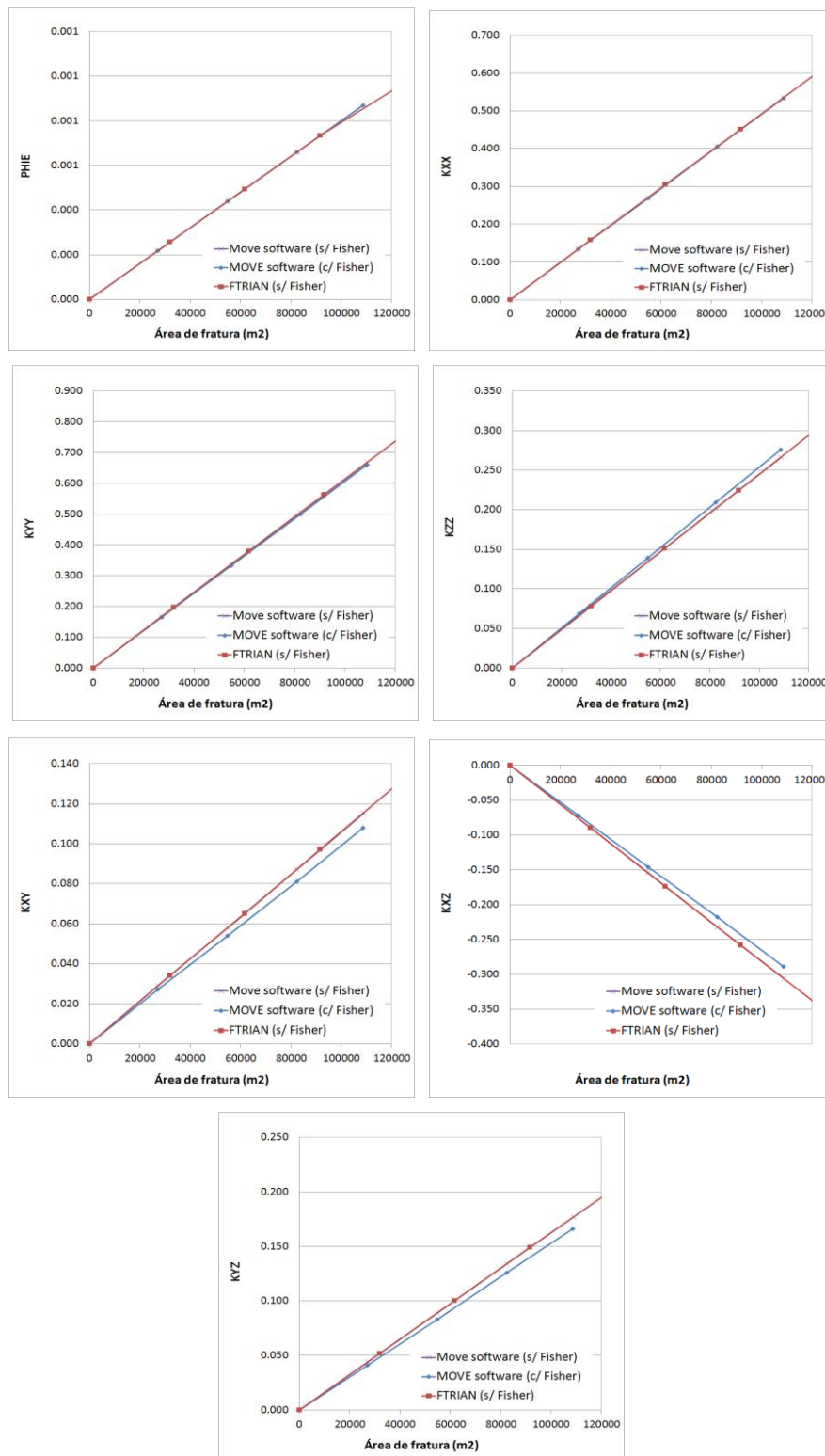


Figura 4.14 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ, KXY, KXZ e KYZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-3, para as simulações no FTRIAN, e MOVE (sem e com parâmetro de Fisher).

Tabela 4-18 Resultados do MOVE para a família FZ-A, simulação com orientação aleatória.

FZ-A	0	20000	40000	60000	80000
Área total de fratura (m ²)	0	26589	53602	80444	106224
P32	0	2,13	4,29	6,44	8,50
PHIE	0	0,000213	0,000429	0,000644	0,000850
KXX	0	0,121	0,244	0,364	0,481
KYY	0	0,120	0,242	0,365	0,482
KZZ	0	0,118	0,238	0,358	0,473
KXY	0	0,000	-0,001	-0,002	-0,002
KXZ	0	-0,001	-0,001	0,000	0,000
KYZ	0	-0,001	0,000	-0,001	0,000

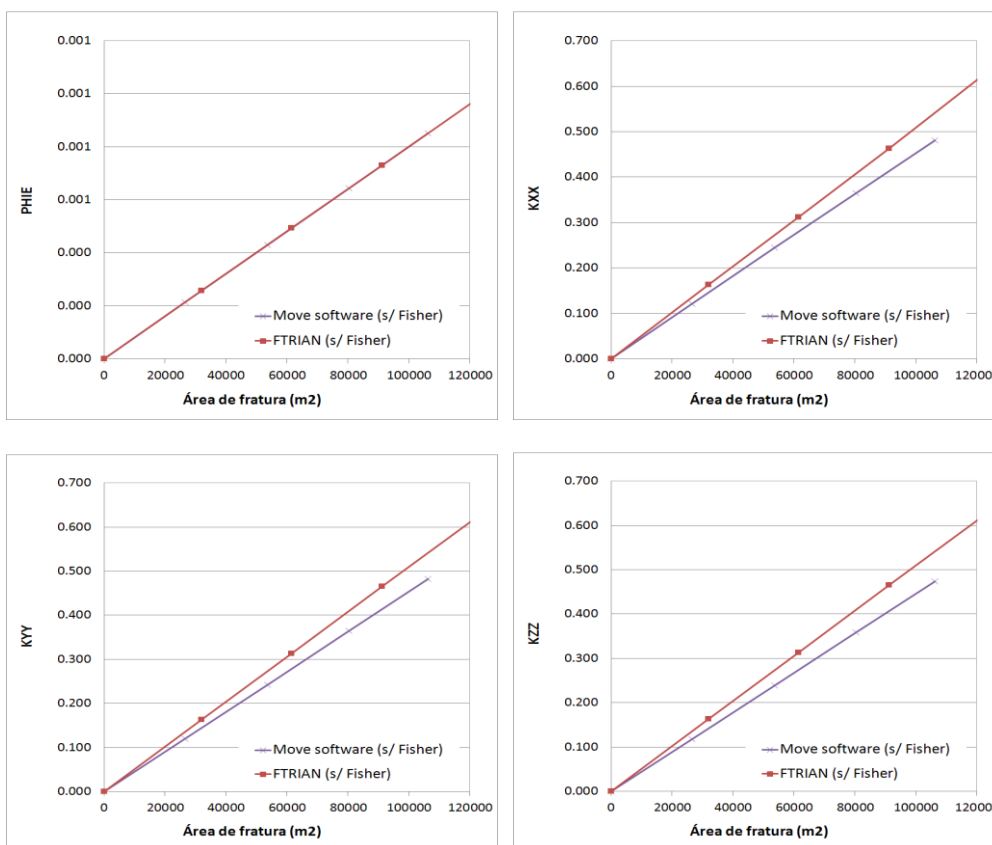


Figura 4.15 Representação gráfica comparativa dos valores dos parâmetros analisados PHIE e componentes KXX, KYY, KZZ do tensor de permeabilidade em função da área total das fraturas simuladas para a família FZ-A, para as simulações no FTRIAN e MOVE

4. CASO DE ESTUDO

Estas tabelas e gráficos permitem elaborar os seguintes comentários:

1. Para o mesmo número de fraturas simuladas, a área das fraturas obtida pelo programa FTRIAN é sempre superior à obtida pelo programa MOVE e estas diferenças são um pouco superiores a 10%. Esta diferença, embora significativa, não é importante para o presente trabalho, porque os multiplicadores são estabelecidos em função de P10 e P32 e não do número de fraturas. De qualquer forma deverão ser verificadas as suas razões, que podem ser devido à lei de distribuição que regula o comprimento do lado (lei de potência) ou devido ao posicionamento das fraturas no bloco, no MOVE as faces são colocadas paralelas a um eixo coordenado e no FTRIAN não.
2. Os resultados do MOVE e do FTRIAN que são comparáveis, isto é quando não se utiliza a lei de Fisher para a dispersão das orientações, são exatamente iguais, como o comprovam os gráficos e as retas sobrepostas. Quando se utiliza dispersão nas orientações há diferenças que podem atingir pontualmente 10% ou um pouco mais. Quando o coeficiente de Fisher é mais elevado a dispersão é menor e os 3 resultados aproximam-se como é o caso das fraturas da família FZ-3 (figura 4.18).
3. Os resultados da permeabilidade para a família aleatória (FZ-A) são ligeiramente diferentes, sendo mais elevados sistematicamente para o programa FTRIAN, e deviam ser praticamente iguais.

É importante demonstrar que se forem simuladas fraturas por família e avaliados os respetivos parâmetros (PHIE e componentes do tensor de permeabilidade) por família, e no final somarem-se os parâmetros é o mesmo que simular as fraturas de todas as famílias em conjunto e avaliar os parâmetros de uma vez. Esta comparação foi feita no programa MOVE, num bloco de referência de 50 x 50 x 5m foram geradas 20000 fraturas com orientação constante por família exceto para a família de orientação aleatória. A tabela 4.19 contém os valores dos parâmetros de PHIE e permeabilidade calculados individualmente para cada família de fratura e somados e ainda os mesmos parâmetros obtidos se forem simuladas as fraturas de todas as famílias.

Os resultados mostram ser equivalentes como seria de esperar (resultam da aplicação do método de Oda). No entanto existem discrepâncias cuja magnitude máxima é ligeiramente superior a 2% e isto deve-se muito provavelmente ao facto de que o campo de fraturas simulado não seja exatamente igual nas duas situações comparadas, quer em termos de área quer em termos do

posicionamento espacial das fraturas. Pode-se assim fazer a avaliação dos parâmetros por família e somar os resultados no final para obter valores equivalentes.

Tabela 4-19 Valores das variáveis PHIE e componentes do tensor de permeabilidade calculados por família e somados e calculados para o conjunto das famílias.

Parâmetro	Simulação em separado por família					Simulação conjunta de fraturas	desvio %
	FZ-1	FZ-2	FZ-3	FZ-4A	Soma		
PHIE	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,001	0,001	0,7
KXX	0,0832	0,0867	0,1338	0,1211	0,425	0,422	0,7
KYY	0,1106	0,1488	0,1649	0,1201	0,544	0,542	0,5
KZZ	0,1534	0,1211	0,0685	0,1180	0,461	0,456	1,1
KXY	0,0674	-0,0462	0,0268	-0,0004	0,048	0,046	2,4
KXZ	0,0314	-0,0673	-0,0721	-0,0007	-0,109	-0,107	1,7
KYZ	-0,0258	-0,0359	0,0414	-0,0012	-0,001	-0,001	0,1

4.2.2 Avaliação dos multiplicadores que convertem a variável P10

Para a avaliação dos multiplicadores fez-se o ajustamento por retas de regressão às representações das variáveis P10 vs P32 do FTRIAN (ver figura 4.16) e PHIE vs P32, KXX vs P32, KYY vs P32, KZZ vs P32, KXY vs P32, KXZ vs P32 e KYZ vs P32 do MOVE (ver figuras 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23). Para terminar esta etapa, a tabela 4.20 sintetiza os multiplicadores ou declives das rectas ajustadas.

4. CASO DE ESTUDO

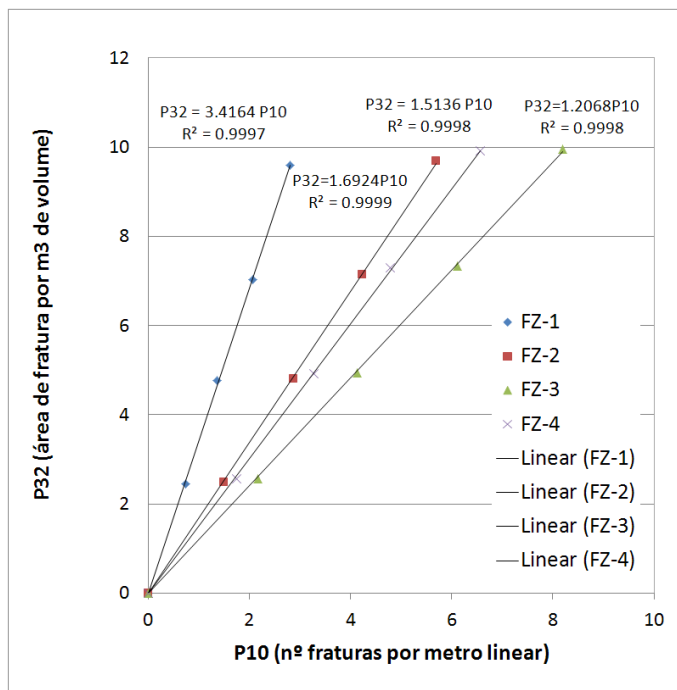


Figura 4.16 Representação gráfica dos valores das variáveis P10 vs P32 obtidas pelo programa FTRIAN para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

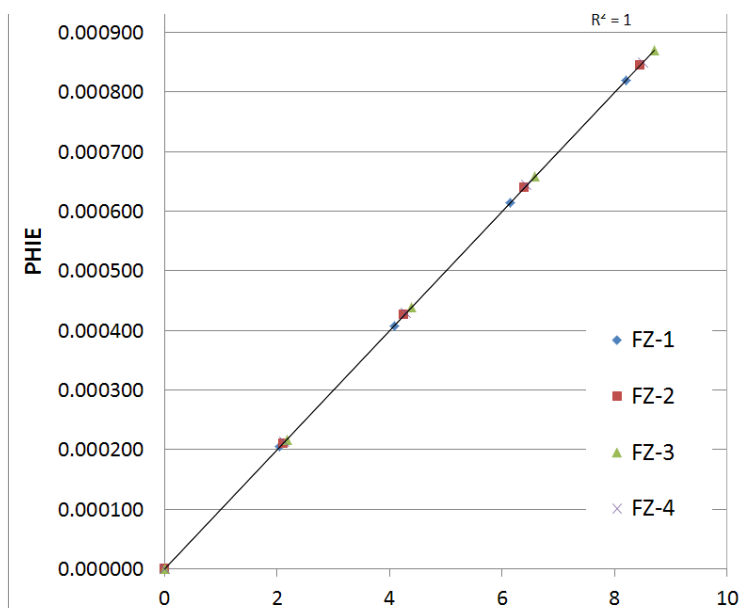


Figura 4.17 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs PHIE obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

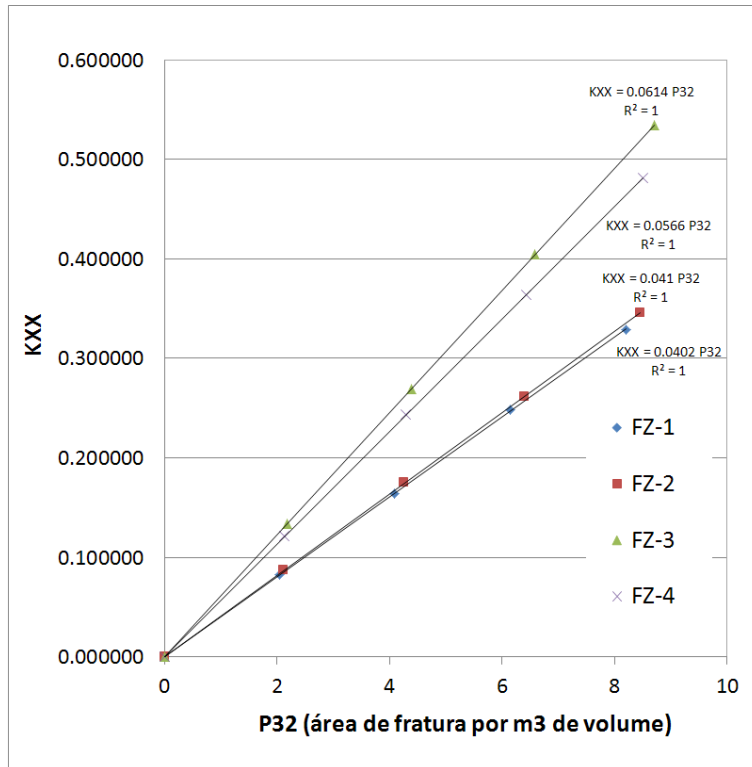


Figura 4.18 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KXX obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

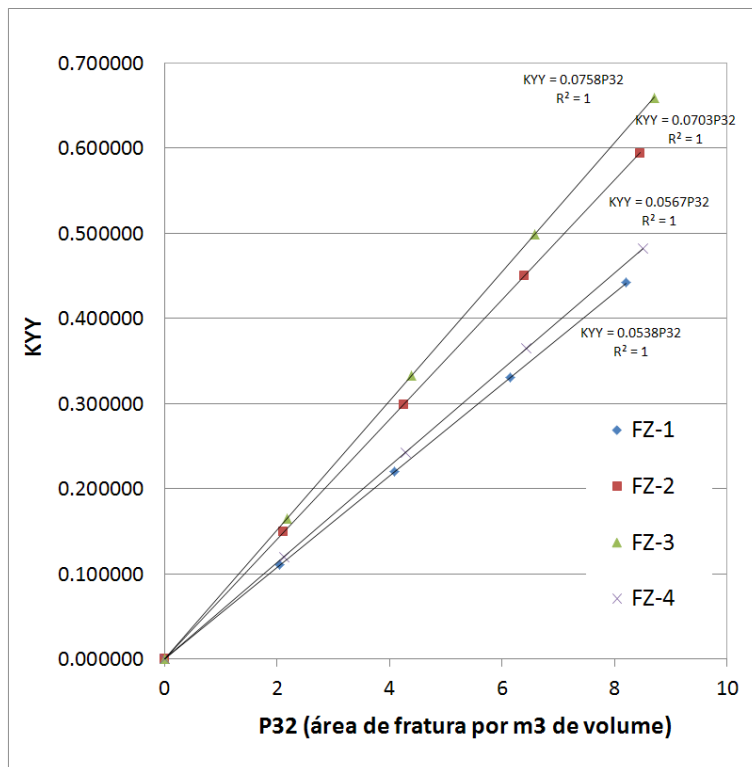


Figura 4.19 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KYY obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

4. CASO DE ESTUDO

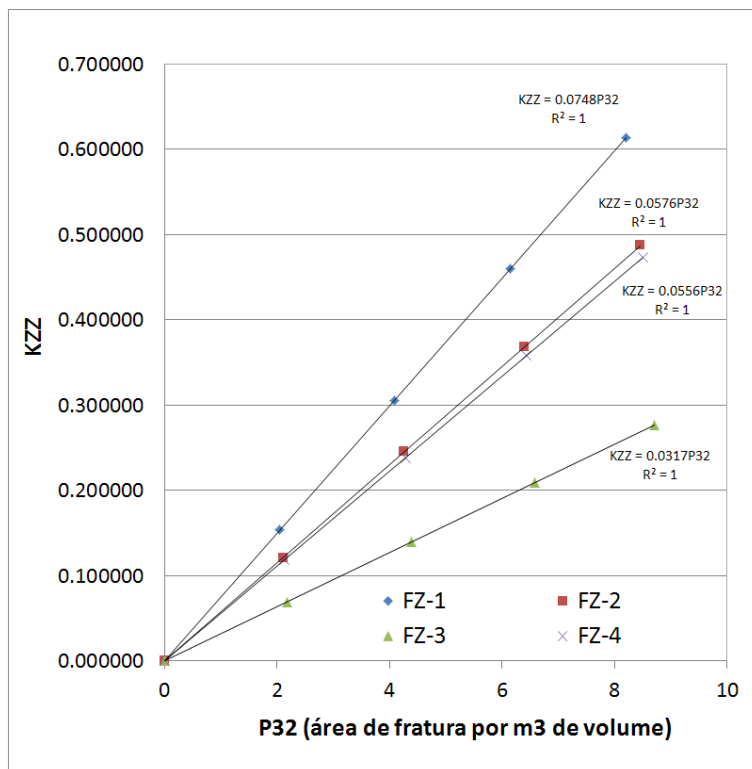


Figura 4.20 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KZZ obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

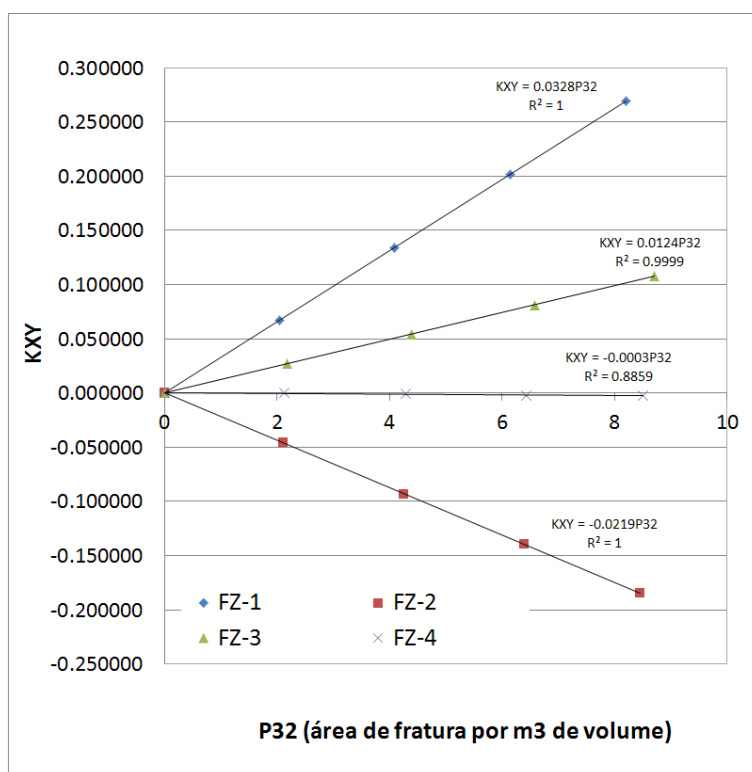


Figura 4.21 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KXY obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão

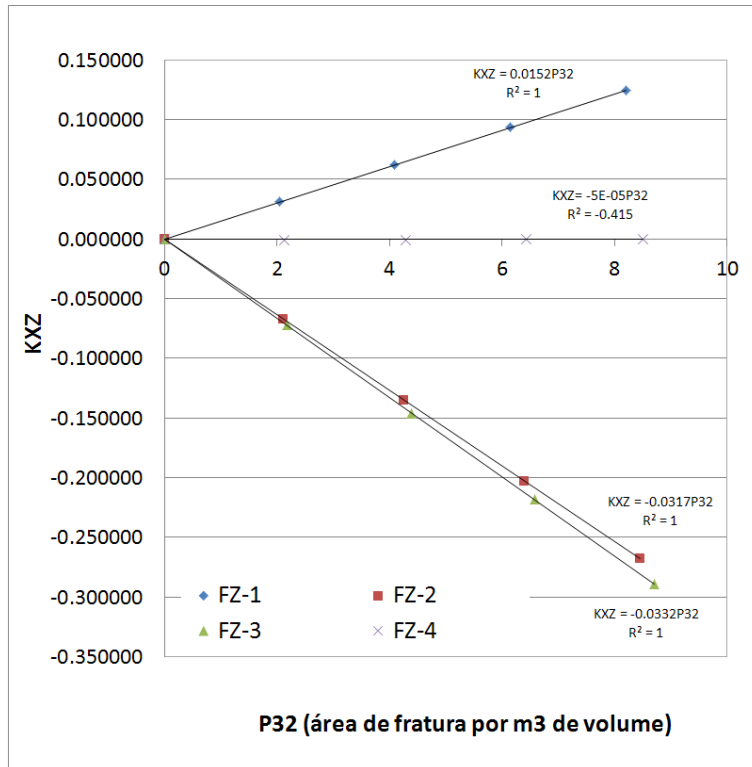


Figura 4.22 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KXZ obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

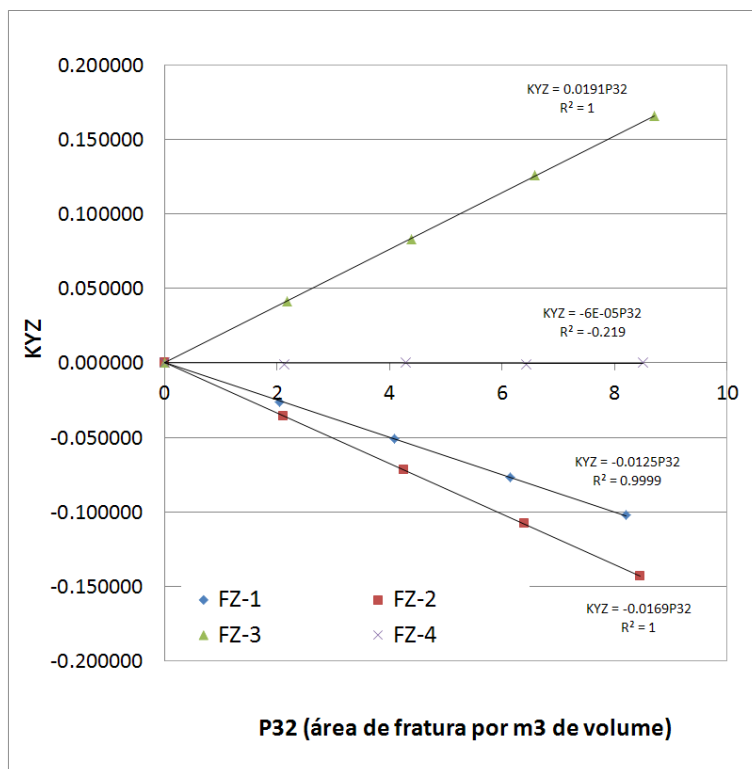


Figura 4.23 Representação gráfica dos valores das variáveis P32 vs KYZ obtidas pelo programa MOVE para as 4 famílias estudadas e ajustamento por retas de regressão.

4. CASO DE ESTUDO

Tabela 4-20 Listagem de multiplicadores por família e por parâmetro segundo a notação apresentada no capítulo da metodologia.

Tipo	Multiplicadores	FZ-1	FZ-2	FZ-3	FZ-A
FTRIAN	$m_{P32.P10}$	3,4164	1,6924	1,2068	1,5136
MOVE	$m_{\emptyset.P32}$	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
	$m_{K_{XX}.P32}$	0,0402	0,041	0,0614	0,0566
	$m_{K_{YY}.P32}$	0,0538	0,0703	0,0758	0,0567
	$m_{K_{ZZ}.P32}$	0,0748	0,0576	0,0317	0,0556
	$m_{K_{XY}.P32}$	0,0328	-0,0219	0,0124	-0,0003
	$m_{K_{XZ}.P32}$	0,0152	-0,0317	-0,0332	-0,00005
	$m_{K_{YZ}.P32}$	-0,0125	-0,0169	0,0191	-0,00006

O propósito desta etapa consistiu em encontrar multiplicadores que permitissem através de regressões lineares calcular as variáveis do Move, com os valores de P10 simulados no FTRIAN.

Podemos sintetizar que:

- os multiplicadores resultam do produto dos parâmetros do declive das retas P10 vs P32 do FTRIAN com os parâmetros dos declives das retas P32vs PHIE, (P32 vs KXX ...KYZ) do Move.
- Na família FZ-A (aleatória), os multiplicadores das componentes do tensor de permeabilidade fora da diagonal são muito próximos de 0 e os tensores de permeabilidade das direções principais são basicamente iguais, o que revela isotropia, que está de acordo com as condições suprarreferidas.
- Para as restantes famílias, os multiplicadores de permeabilidade são diferentes, e essas diferenças dependem das direções preferenciais das fraturas, não podendo ser estabelecida nenhuma relação com base nestes multiplicadores.
- Os multiplicadores de porosidade são iguais à abertura das fraturas.

4.2.3 Conversão das imagens simuladas

O conjunto abaixo corresponde as imagens inicialmente simuladas por SGS do P10 (ver figura 4.24) para cada conjunto de família e o produto da soma de cada família pelo seu multiplicador de cada variável em estudo, PHIE e KXX,KYY, KZZ, KXY, KXZ, KYZ (ver figura 4.25 e 4.26)

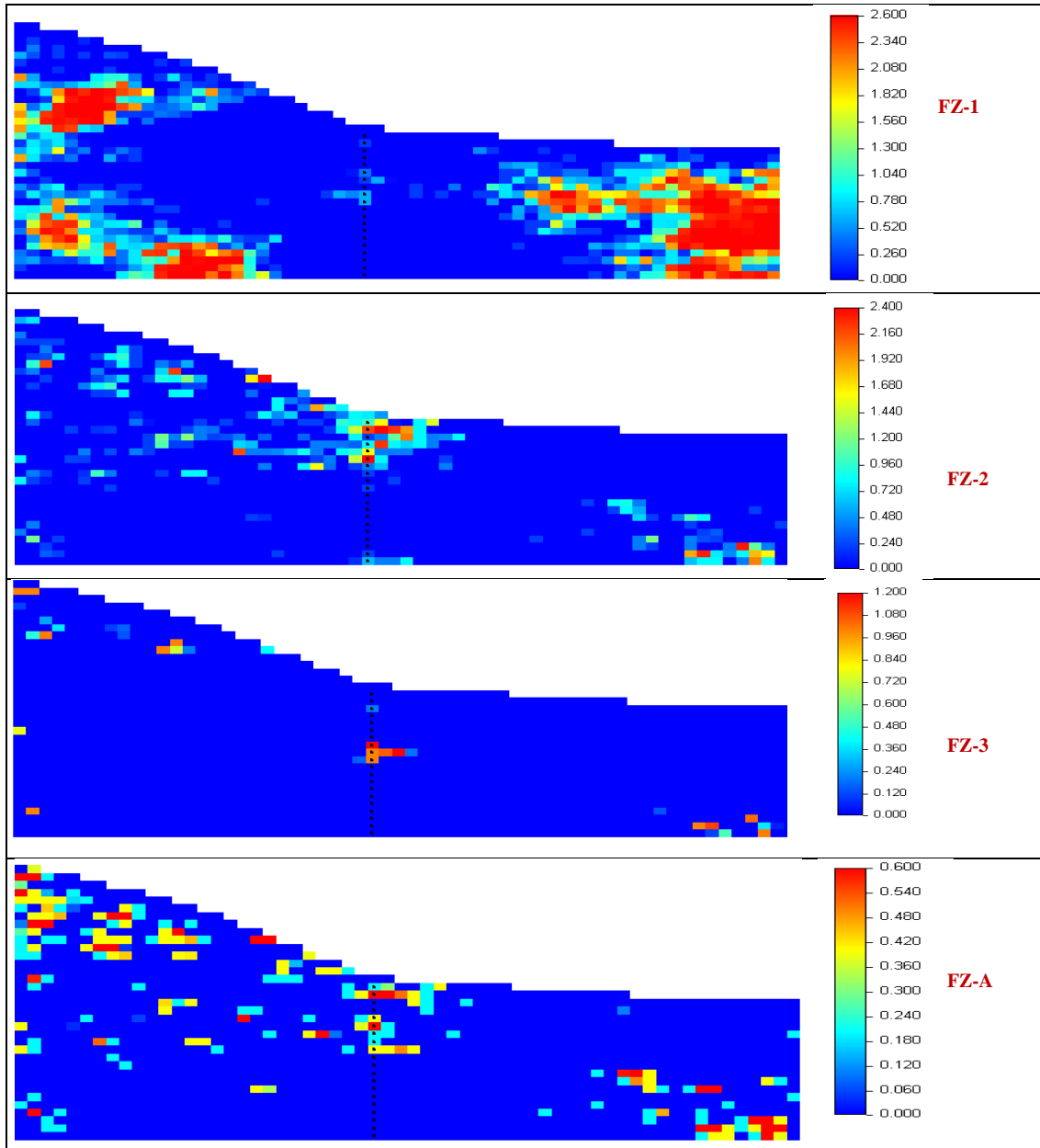


Figura 4.24 Representação em perfil WE no poço Z2 dos valores simulados #1 da variável P10 para as 4 famílias (FZ-1, FZ-2, FZ-3 e FZ-A)

4. CASO DE ESTUDO

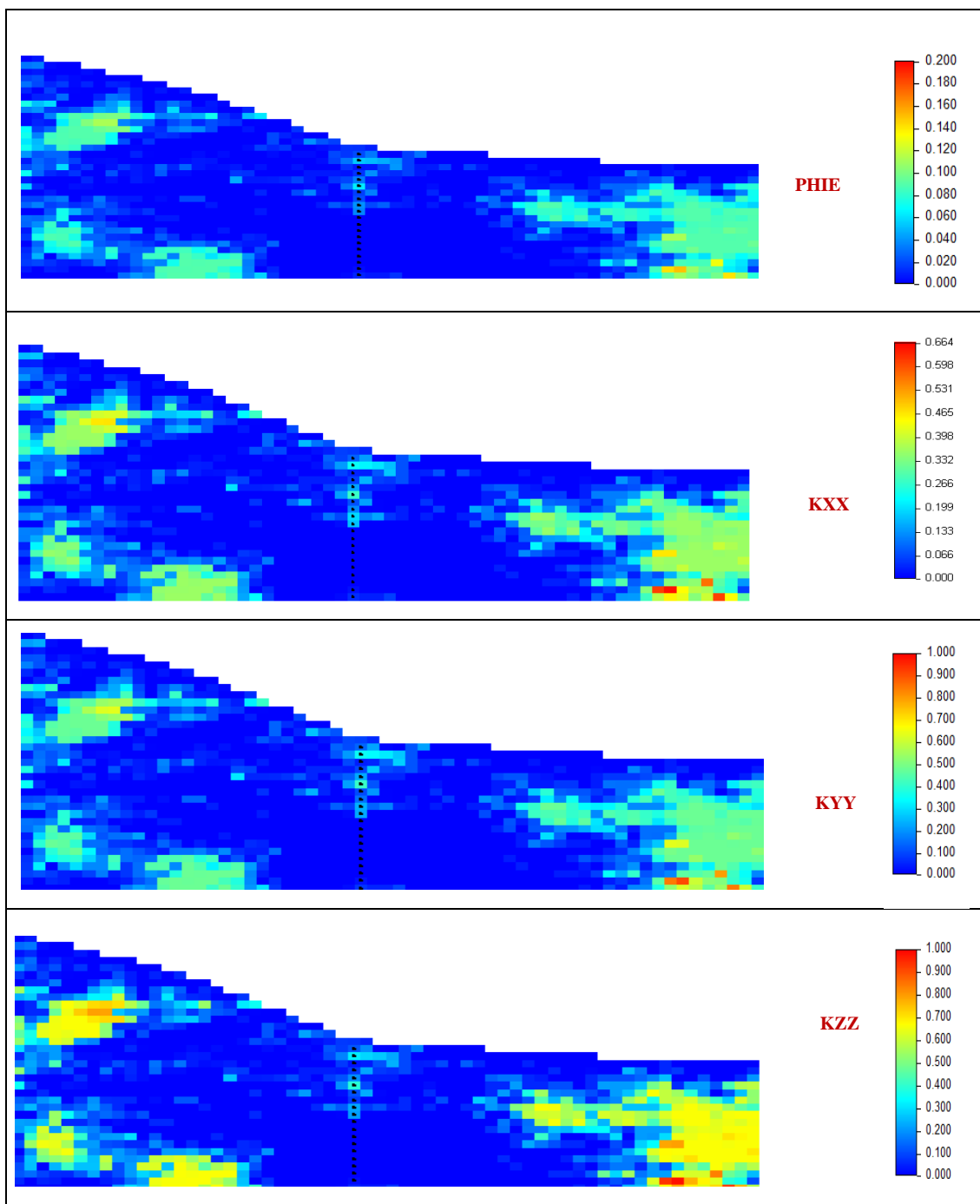


Figura 4.25 Representação em perfil WE dos valores finais das variáveis PHIE, KXX, KYY, KZZ relativos à realização #1

Os resultados das permeabilidades encontram-se em mD (mildarcy)

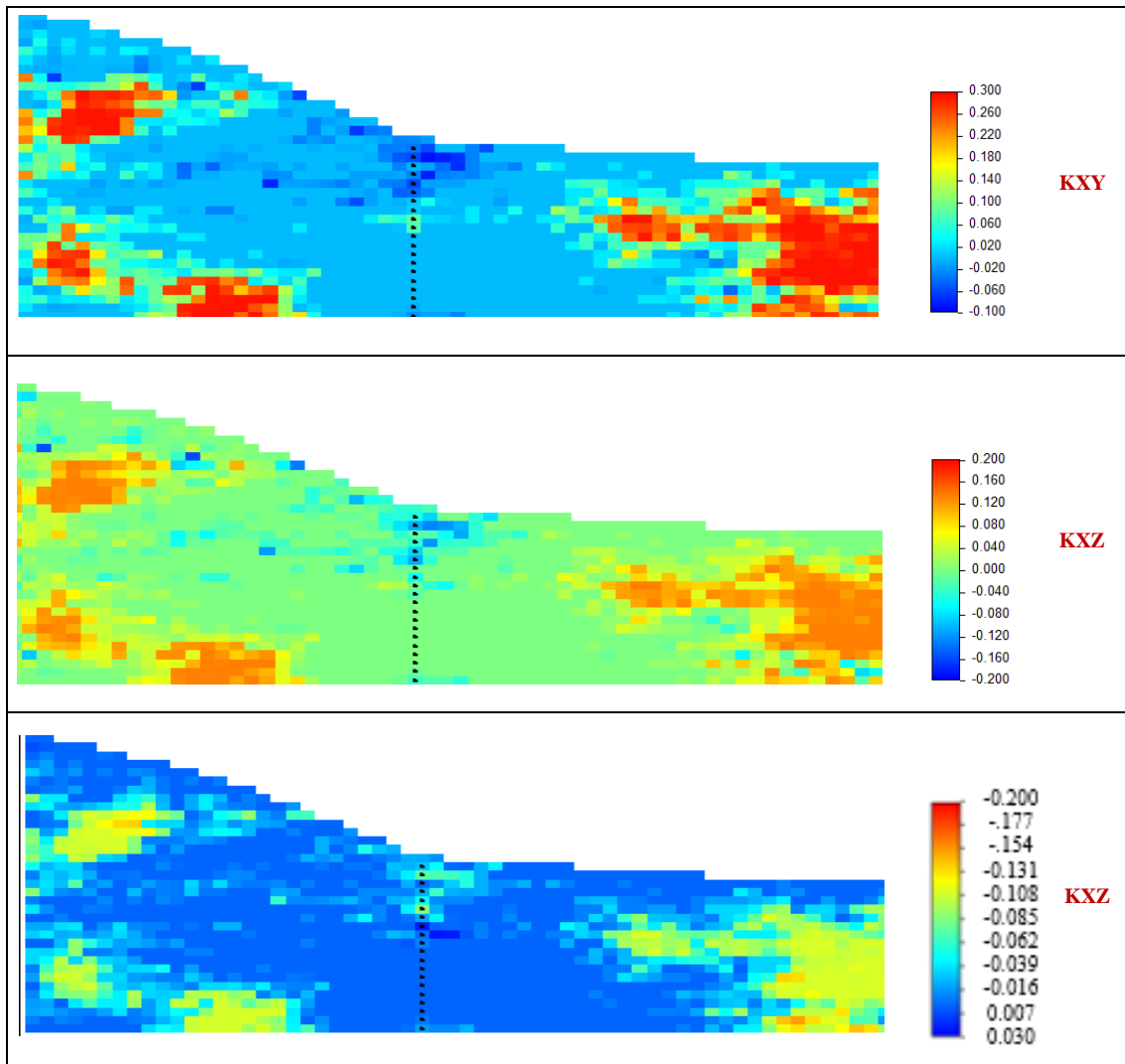


Figura 4.26 Representação em perfil WE dos valores finais das variáveis KXY, KXZ, KYZ relativos à realização #1

Podemos observar que:

- Os resultados finais correspondem ao somatório de cada variável simulada por família (Ver figura 4.24,4.25 e 4.26).
- A contribuição na simulação das imagens finais, por ordem decrescente é FZ-1, FZ-2, FZ-A e FZ3. O que esta de acordo com o volume inicial de informação.
- Os valores do PHIE estão em %, e podemos observar que os valores são muito baixos, sendo 0,2% o valor mais elevado.

4. CASO DE ESTUDO

- O KZZ é o que possui as maiores permeabilidades devido a existência de planos de falhas preferenciais nesta direção.

Os valores finais calculados para cada ponto correspondem ao somatório do valor da variável, porosidade e tensor permeabilidade, calculada para cada família (ver tabela 4.21).

Tabela 4-21 Exemplo de como o valor obtido para cada variável é calculado

Ponto aleatório						
P10	2,2	1,4	0,8	0,2		
PHIE	8,00E-04	2,00E-04	9,70E-05	3,03E-05	Σ PHIE	1,13E-03
KXX	0,302	0,097	0,05928	0,017134	Σ KXX	4,75E-01
KYY	0,404	0,167	0,07318	0,017164	Σ KYY	6,61E-01
KZZ	0,562	0,136	0,0306	0,016831	Σ KZZ	7,45E-01
KXY	0,247	-0,05	0,01197	-9,1E-05	Σ KXY	2,09E-01
KXZ	0,114	-0,08	-0,0321	-1,5E-05	Σ KXZ	1,88E-03
KYZ	-0,09	-0,04	0,01844	-1,82E-05	Σ KYZ	-1,12E-01

4.3 Discussão

Pela informação recolhida em cada uma das etapas do estudo podemos concluir de forma sintética que:

- Conceptualmente, um aumento do P10 promove um aumento do P32. Numa área com conjuntos de fraturas com diferentes atitudes, torna-se primordial definir primeiro o P10 de cada uma das famílias que está fortemente dependente da inclinação das fraturas. A priori não há forma de saber qual o número de fraturas que são necessárias para atingirmos o P10 pretendido para área de estudo. Estabeleceu-se que os números de fraturas totais atingissem no mínimo o valor máximo de P10 registado, desta forma garantíamos sempre que englobaríamos os valores abaixo do P10 máximo.
- A relação entre o número de fraturas e as diferentes variáveis associadas, P10, PHIE, e as componentes do tensor de permeabilidade são sempre lineares e positivas.

- A relação do número de fraturas e o PHIE é independente da orientação das fraturas, sendo que a variável PHIE só depende da abertura das áreas das fraturas, cujo valor foi aqui assumido como constante.
- A relação do número de fraturas e os tensores de permeabilidade obedecem há uma relação linear porque dependem da abertura que foi definida como constante, e à medida que as fraturas são geradas as suas respectivas áreas também estão dependentes do parâmetro de abertura. No final, as permeabilidades equivalentes são o resultado das contribuições das permeabilidades resultantes da multiplicação da área de fratura pela abertura.
- O tensor permeabilidade, está fortemente interligada com a orientação das fraturas, para conjuntos de fraturas com orientação aleatórias não existe direções preferências de fluxo e os tensores diagonais têm valores aproximados de 0.

Move

- Para as fraturas com orientações preferências existe um escoamento anisotrópico em que corre 2x mais fluxo na direção preferencial.
- No cálculo dos parâmetros do Move verificamos que as principais diferenças observadas, entre o cálculo sem variabilidade e com variabilidade nas orientações, Fisher, são no tensor KXY, KXZ e KYZ, isto acontece porque quanto mais peso essa variabilidade tem sobre os cálculos, maior será o efeito aleatório das orientações simuladas.
- Nos reservatórios fraturados a porosidade derivada da rede de fratura é normalmente muito baixa, o que ficou bem patenteado nos resultados calculados pois calculou-se valores abaixo de 0,2%, observando-se valores das permeabilidades cerca de 200 vezes superiores aos valores das porosidades, exceto para as fraturas aleatórias. Podemos afirmar que um reservatório natural fraturado com estas características a capacidade de armazenamento provém da matriz.
- Os resultados das variáveis calculadas em separado e depois somadas, mostram ser equivalentes aos resultados efetuados para o cálculo das variáveis com a contribuição de todas as famílias). Existem discrepâncias cuja magnitude máxima é ligeiramente superior a 2% o que pode ser

4. CASO DE ESTUDO

resultado de que as áreas simuladas e o posicionamento da espacial não serem exatamente igual nos dois casos.

FTRIAN vs Move

- Embora os dois softwares efetuem os cálculos utilizando as mesmas fórmulas, os resultados obtidos para os mesmos números de fraturas simulados foram ligeiramente diferentes. Essas discrepâncias podem resultar de diferentes métodos para a geração dos planos das áreas das fraturas, bem como diferentes leis que regem a forma dos objetos fraturas (triângulos ou quadrados).

À medida que o número de fraturas aumenta a diferença dos resultados calculados diminuem, o que apoia a suposição de que as leis que determinam as formas das áreas das de fraturas sejam diferentes, a medida que aumentamos o número de fraturas o efeito da forma das áreas de fraturas diminui e os resultados finais tendem a aproximar-se.

- Os multiplicadores foram obtidos através de retas de regressão tendo como P10 vs P32, e P32 vs (PHIE,KXX,...KYZ)
- Para os valores calculados sem a constante de Fisher, os resultados das variáveis vs P32, foram exatamente iguais, desta forma foi possível efetuar regressões lineares e obter multiplicadores que nos permitissem relacionar o P10 com os valores das variáveis obtidas pelo Move.
- As imagens finais comprovam a contribuição de cada família para o cálculo das variáveis.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os principais objetivos propostos para este trabalho, simulação de uma rede de fraturas numa determinada área, tendo como base a informação disponibilizada por *FMI*, e a obtenção dos valores das variáveis porosidades e tensores permeabilidades foram alcançados.

A metodologia utilizada para o caso de estudo, foi desenvolvida tendo em atenção a especificação dos dados disponibilizados, a localização dos poços e a orientação das fraturas identificadas.

Podemos concluir que:

- O número de fraturas aleatórias é bastante considerável 30 %
- Identificaram-se 4 famílias de fraturas na área de estudo, a 1 e 2 famílias de fraturas foram identificadas nos dois poços, a 3 de menor expressão foi escolhida por se supor ser a o par conjugado da 2ª família, e a 4 que não é uma família, mas sim um conjunto de fraturas com disposição aleatória.

Surge a pergunta: *qual o melhor método para agrupar as famílias de fraturas, que parâmetros devem ser obedecidos, que intervalo devemos adotar para selecionar e identificar a orientação mais correta da família de fraturas?*

- A densidade linear de fraturas é um parâmetro muito importante e fundamental para o desenvolvimento de toda a simulação, a inclinação das sondas pode ter grande influência sobre esses parâmetros, uma vez que fraturas com inclinações muito elevadas podem não ser intercetadas pelo poço, logo a *dlf* do local pode não ser a mais correta podendo subestimar ou sobrestimar os valores das permeabilidades do local
- A informação de dois poços verticais, permitiu definir bons parâmetros para a variação espacial vertical, o mesmo não foi possível para a variação horizontal, para a superação deste problema foi realizado uma regra de proporções, ora esta é uma estimativa média. Para uma melhor estimativa seria necessário a realização de um terceiro poço, caso não fosse possível, no planeamento do estudo da área devia-se ter previsto a realização de poços subverticais.
- A inclinação e posição das sondas, pode influenciar e muito a qualidade dos dados obtidos
- Os valores obtidos pelo *FTRIAN* foram sempre cerca de 15% superiores aos dos valores obtidos
- Como foi possível observar, as porosidades provenientes das fraturas são muito baixas próximas de 0, pelo contrário os valores das permeabilidades já são consideráveis, o que esta de acordo com a literatura

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Para blocos individuais de pequenas dimensões os dois softwares calculam os resultados relativamente rápidos. A limitação computacional surge para o cálculo de variáveis em grandes áreas, desta necessidade nasceu a metodologia aqui aplicada.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros.

- Para o cálculo dos multiplicadores utilizou-se os valores simulados para o conjunto de fraturas com atitudes constantes, isto é, sem a variabilidade caracterizada pela constante de Fisher (K), em trabalhos futuros seria interessante calcular as mesmas variáveis tendo presente a variabilidade ou dispersão de fraturas de um mesmo conjunto.
- Empregar a metodologia deste trabalho para reservatórios com baixas conectividades entre as fraturas, ou seja, aplicar esta metodologia para reservatórios com baixas isotropias a nível de rede de fraturas.
- Utilização de outros meios para a obtenção dos dados das redes de fraturas, sísmica de reflexão por exemplo, uma vez que a inclinação dos poços afeta o número de fraturas identificadas pelo *FMI* dos dados das fraturas

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R. (2000) Naturally fractured reservoir. 2nd edition. Oklahoma: PennWell Books.
- Ahr, M.W. (2008). Geology of carbonate reservoir: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. New Jersey: John Wiley and sons.
- Almeida, J.A (1999). Use of geostatistical models to improve reservoir description and flow simulation in heterogeneous oil fields. Tese de doutoramento, IST, 161p.
- Almeida, J.A., Barbosa, S. (2008) 3D stochastic simulation of fracture networks conditioned both to field observations and a linear fracture density. Proceedings of the 8th international geostatistics congress, vol 1, 129-136.
- Almeida, J. A. (2010) Stochastic simulation methods for characterization of lithoclasses in carbonate reservoirs. Earth Science Reviews, 101, 250-270.
- Archer, J. S., Wall, C. G. (1986) Petroleum engineering principles and practice. Ed. Graham & Trotman, Alden Press, Oxford, 362p.
- Aziz, K., Settari, A. (1986) Fundamentals of Reservoir Simulation. Elsevier Applied Science Publishers.
- Barenblatt, G. I., Zheltov, P. Kochina, I. (1960) "Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks", J. Appl. Math. Mech. 24:5, 1286-1303.
- Caers, J. (2011). Modeling uncertainty in the Earth Sciences. 1 edn. Wiley-Blackwell, 229 p.
- Choquette, P.W., Pray, L.C, (1970). Heologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG Bulletin 54, (2): 1-40
- Crichlow, H.B. (1977). Modern Reservoir Engineering: a Simulation Approach, Prentice-Hall, 354p
- Da Costa e Silva, A. J. 1984. Characterisation of reservoir heterogeneities at different scales. Tese de mestrado, Imperial College University, London, 54-75p.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Da Costa e Silva, A.J., Soares, A., Almeida, J., Ramos, L., Carvalho, J. (1997) A multi-step approach for modelling oil reservoir lithologies and petrophysical attributes based on the integration of geostatistics and geology, In E.Y. Baafi and N.A. Schofield, editors, *Geostatistics Wollongong'96*, Kluwer Academic Pub., Dordrecht, 1: 327-338.
- Darcel, C., Davy, P., Bour, O., De Dreuzy, J-R. (2006) Discrete fracture network for the Forsmark site. *Géosciences Rennes*, 94p.
- Dershowitz, W., Point, P.L., Doe, T. (2004) *Advances in Discrete Fracture Network Modelling*. Proceedings of the US EPA/NGWA Fractured Rock Conference: Golder Associates.
- Dunham, R. J. (1965). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In, W.E. Hamm (Ed.), *Classification of Carbonate Rocks, A Symposium*. American Association of Petroleum Geologists, pp. 108-121.
- Ehrenberg, S.N, Nadeau, P.H. (2005). Sandstone vs. Carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-permeability relationships. *AAPG Bulletin* 89 (4): pp 435–445.
- Folk, R.L. (1959). Practical petrographic classification of limestones: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 43, p. 1-38.
- Gluyas, J., Swarbrick, R. (2004) *Petroleum Geoscience*. Blackweel Science Ltd., Oxford, 349p.
- Gomes, J.S, Alves, F.B (2011). *O universo da indústria petrolífera, da Pesquisa à refinação*. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Goovaerts, P. (1997) *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. Oxford University Press, New York, 480p.
- Guo, Q., Y. Kang, Q. Zhu, and G. Zhao, (1998). New methods for supporting decision-making in petroleum exploration and development: Fractal geometry and geostatistics: *Acta Petrolei Sinica*, v. 19, p.36-39.
- Journel, A. G. (1989). *Fundamentals of geostatistics in five lessons*. Short Course in Geology, Vol. 8, 133p. American Geophysical Union, Washington.
- Journel, A.G. & Alabert, F.G. (1989). Non Gaussian data expansion in the earth sciences. *Terra Nova* Vol. 1 (2), 123-134p. John Wiley & Sons Ltd.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Lee, C.H., Farmer, I. 1993. Fluid Flow in Discontinuous Rock. Chapman & Hall, London. 169 pp
- Lucia, J.F. (1983). Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate por espace. J.Pet Technol,
- Kuznetsova, A., Almeida, J. A., Legoinha, P. (2014) Improved realism of channel morphology in object modelling with analogue data constrains. ECMOR XIV-14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery.
- Mazo, E.O.M. (2005) Estratégias de produção em reservatórios naturalmente fraturados. Tese de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, 40-86p.
- McCaleb, J.A., Willingham, R.W (1967). Influence of geologic heterogeneities on secondary recovery from Permian Phosphoria reservoir, AAPG Bulletin 51 (10): 2122-2132.
- Moslow T. F. & Tillman R. W. 1989. Characterization and distribution of Frontier Formation reservoir facies of Wyoming fields. Oil and Gas Journal 87 (22), 95–104.
- Narr, W., Schechter, Thompson, L.B. (2006) Naturally fractured Reservoir characterization: society of petroleum engineers, 20-72p
- Nelson, R. (1985) Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, EUA.
- Nunes, R., Almeida, J. A. (2010) Parallelization of sequential Gaussian, indicator and direct simulation algorithms. Computers & Geosciences, 36(8), 1042-1052.
- McCaleb, J.A., Willingham, R.W (1967). Influence of geologic heterogeneities on secondary recovery from Permian Phosphoria reservoir, AAPG Bulletin 51 (10): 2122-2132.
- Moslow T. F. & Tillman R. W. 1989. Characterization and distribution of Frontier Formation reservoir facies of Wyoming fields. Oil and Gas Journal 87 (22), 95–104.
- Oda, M. (1985). Permeability tensor for discontinuous rock mass. Geotechnique. v. 35, No.2, pp. 483-495.
- Pollard, D. D., Fletcher, R. C. (2005) - Fundamentals of Structural Geology. Cambridge Univ. Press, 512 p.
- Pirson, S. J., 1970. Geologic Well Log Analysis, Gulf Publishing Co., Houston, TX. Sausse, J. & Genter, A. Types of Permeable Fractures in Granite. Geological Society Special Publication Number 240

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Snow, D. T. (1969). Anisotropic permeability of fractured media. *Water Resources Research*, 5, 1273–1289

Schlumberger Limited, 2016, The oilfield glossary, Help Center.

Ramsay, J. (1967). *Folding and fracturing of rocks*. McGraw- Hill, New York, 568 p.

Flório, R. S. (2014) Estimação da permeabilidade em reservatórios fraturados comparação entre o método do tensor e o método de upscaling. Tese de Mestrado em Engenharia Geológica, Universidade Nova de Lisboa.

Vargas Jr, E., Barreto, A.B.C, (2010) Aspectos do fluxo em aquíferos fraturados relevantes á exploração de água. XVI Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas.

Van Golf-Racht, T.D (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Developments in Petroleum Science. V.12.

Vitel, S. (2007) Méthodes de discrétization et de changement d'échelle pour les reservoirs fractures 3D. Tese de Doutorado, École Nationale Supérieure de Géologie, 180p.

Zimmerman RW, Bodvarsson, G., Effective transmissivity of two-dimensional fracture networks. *Int J. Rock Mech. Min. Sci.* 1996; 33(4) : 433-488.

Zhou, C.B., et al. (2008). Numerical and analytical Methods in Geomechanics. *International journal for numerical and analytical methods in geomechanics* 32, 1289-1309.

Warren, J.E., Root, P.J. (1963) The behavior of naturally fractured reservoirs. In Pittsburgh, PA.: Gulf Research & Development CO., 245–255.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Sites consultados

http://petrowiki.org/PEH:Geologically_Based,_Geostatistical_Reservoir_Modeling outubro
2017

<http://www.naturalfractures.com/1.1.1.htm>, acesso em Novembro 2017

Anexos

Tabela 0-1 A-dados do poço Z1

X	Y	Depth(m)	Dip	Azimute		X	Y	Depth(m)	Dip	Azimute
906	938	3.4643	75.83545	326.16171		906	938	51.7624	82.42315	307.43997
906	938	4.2314	75.63425	329.69638		906	938	51.9453	82.60809	313.64963
906	938	6.4183	70.69859	317.44727		906	938	52.3237	82.55731	310.10083
906	938	7.2489	76.12336	325.27875		906	938	52.7377	82.39161	330.50824
906	938	9.0066	74.11011	295.24969		906	938	53.0527	82.32998	327.85095
906	938	9.7838	75.03105	300.53934		906	938	53.4159	82.21052	319.87457
906	938	10.7414	79.79635	311.92679		906	938	53.7944	82.12726	315.44223
906	938	11.4678	75.49466	300.47897		906	938	54.2465	82.23814	318.10193
906	938	12.1054	71.42953	300.67487		906	938	54.7545	82.3318	324.30969
906	938	13.0325	74.84962	301.44983		906	938	55.0644	82.13693	318.99405
906	938	16.6367	70.07232	278.5433		906	938	55.453	81.99394	316.33755
906	938	17.1015	70.3009	284.75922		906	938	55.9762	81.94184	318.11386
906	938	17.8229	70.26922	289.2038		906	938	56.3979	81.89597	316.34116
906	938	18.4604	70.8984	301.58633		906	938	56.7179	81.84937	314.56836
906	938	18.7348	71.23792	315.71417		906	938	57.3097	81.59486	306.58853
906	938	19.4917	71.42829	321.8819		906	938	57.8025	81.99579	320.77304
906	938	20.2994	71.17843	314.82983		906	938	58.3156	81.79524	312.79605
906	938	20.6525	72.87815	303.28674		906	938	59.6948	85.52295	336.62427
906	938	22.748	74.03036	288.16974		906	938	65.0009	82.06993	320.76773
906	938	23.9748	74.40569	297.02472		906	938	65.5393	82.12319	322.53842
906	938	28.3436	71.3128	288.2728		906	938	92.6742	29.08592	310.98373
906	938	30.7972	71.68437	274.9303		906	938	96.7229	63.67728	339.67169
906	938	31.6354	74.63281	284.59482		906	938	100.3729	55.26584	195.74069
906	938	32.9334	76.2646	287.20346		906	938	109.9614	71.50283	277.01086
906	938	34.1195	74.46332	291.71234		906	938	110.2002	64.90595	134.11731
906	938	34.7088	75.98894	308.49728		906	938	172.608	51.38606	179.23886
906	938	34.912	75.96965	306.72626		906	938	188.3915	45.24813	119.91404
906	938	35.2219	75.86691	302.29901		906	938	190.0171	38.15736	176.9483
906	938	35.5648	76.17889	312.02954		906	938	190.6724	40.34436	168.82486
906	938	36.0271	76.04684	306.72336		906	938	192.4758	53.86546	79.42667
906	938	36.2227	76.04092	307.60999		906	938	194.264	68.13647	294.86292
906	938	36.6113	76.01858	310.26849		906	938	194.9574	66.89557	253.31117
906	938	36.9237	75.87003	306.73367		906	938	195.1759	40.38464	92.25536
906	938	37.3961	76.58215	304.94208		906	938	195.3283	54.98276	65.22425
906	938	38.0743	78.83487	311.96655		906	938	195.7474	64.74104	6.36057
906	938	38.4477	76.41078	298.74362		906	938	196.4459	59.91792	67.65398
906	938	40.2359	79.12997	314.61761		906	938	197.1545	66.24899	123.5786
906	938	40.7693	82.31314	316.30972		906	938	197.6041	55.31363	118.75082
906	938	41.0868	82.21178	312.76175		906	938	198.2467	56.18248	59.26448
906	938	41.6049	81.68697	318.09961		906	938	200.6851	56.18301	75.10509
906	938	42.278	81.2818	302.13382		906	938	200.7258	86.39634	314.71234
906	938	42.8622	81.11968	295.9201		906	938	201.1423	73.30774	322.86984
906	938	43.3982	80.60512	300.3812		906	938	201.2084	55.20245	60.94848
906	938	43.8325	80.82398	306.59018		906	938	201.3176	74.3553	285.87875
906	938	44.2668	80.88812	308.36432		906	938	202.0694	58.30781	218.21907
906	938	44.4751	80.84382	306.59073		906	938	202.0948	60.82654	71.66892

Tabela 0-2 A-dados do poço Z1

X	Y	Depth(m)	Dip	Azimuth		X	Y	Depth(m)	Dip	Azimuth
906	938	45.6054	81.46772	332.28729		906	938	205.7981	56.53658	203.29198
906	938	46.0042	81.3367	320.76984		906	938	206.1131	71.15726	2.59089
906	938	46.4868	81.21449	315.45306		906	938	206.1537	59.13485	57.47857
906	938	46.9592	81.10781	311.02121		906	938	206.6998	40.5804	207.74026
906	938	47.513	82.5862	313.64343		906	938	207.2104	43.85692	211.48628
906	938	47.8711	82.86598	326.05869		906	938	208.5109	56.99746	63.17379
906	938	48.4502	82.57525	315.42062		906	938	209.3008	69.34047	65.41058
906	938	48.6687	82.34553	318.92142		906	938	210.36	69.08996	159.18834
906	938	48.9912	82.52103	314.53601		906	938	211.4166	63.69244	234.25111
906	938	49.451	82.25906	306.55481		906	938	212.1177	83.39552	334.56403
906	938	49.8193	82.41856	311.87775		906	938	212.6917	60.33881	65.60796
906	938	50.1368	82.37939	310.1037		906	938	214.2614	72.02444	45.81393
906	938	50.3959	82.50919	314.53873		906	938	215.3282	71.22195	54.40694
906	938	50.9801	82.52272	313.65115		906	938	218.8791	77.29144	15.57098
906	938	51.2823	82.48023	310.10168		906	938	219.725	61.37025	49.10342

Tabela 0-3 B-dados do poço Z2

X	Y	Depth(m)	Dip	Azimuth		X	Y	Depth(m)	Dip	Azimuth
1372	2439	2.2524	44.43943	79.71011						
1372	2439	2.5115	50.08133	76.68201		1372	2439	75.1682	56.8847	48.20279
1372	2439	2.6156	50.12523	78.43692		1372	2439	76.2045	45.78294	70.42344
1372	2439	15.0286	48.33455	28.9461		1372	2439	76.4686	56.93838	57.85634
1372	2439	52.2269	55.76891	5.75541		1372	2439	76.7709	62.04802	291.79257
1372	2439	52.3539	49.49385	3.53511		1372	2439	77.0808	60.9037	104.17715
1372	2439	52.7247	53.2699	16.61834		1372	2439	77.4846	57.11098	74.48766
1372	2439	53.7509	35.31847	93.59868		1372	2439	77.7285	56.96807	64.88023
1372	2439	53.9668	27.61955	128.05074		1372	2439	79.2322	56.76368	42.99508
1372	2439	54.1014	27.27002	146.56429		1372	2439	80.7968	56.80598	72.66856
1372	2439	54.2284	54.51156	318.84448		1372	2439	81.9068	53.76774	227.16458
1372	2439	54.3376	36.82208	135.26012		1372	2439	82.0998	57.09293	41.28947
1372	2439	54.6221	39.24475	324.10184		1372	2439	82.1201	53.7359	257.24472
1372	2439	54.8177	38.49176	101.19894		1372	2439	83.0015	57.4591	52.64509
1372	2439	54.8177	39.12808	313.04779		1372	2439	84.2791	65.65598	49.00206
1372	2439	55.2977	39.40844	321.36194		1372	2439	86.0775	43.04881	110.75697
1372	2439	55.4654	38.37708	136.23878		1372	2439	86.7887	63.12741	21.79883
1372	2439	55.8718	38.16443	59.05201		1372	2439	87.0655	58.96893	44.80854
1372	2439	56.3798	43.89132	136.30527		1372	2439	88.2212	72.39486	48.73651
1372	2439	56.4382	37.16709	302.88773		1372	2439	88.6124	66.51222	26.09508
1372	2439	57.0732	31.27063	318.95792		1372	2439	90.3497	49.52521	61.01732
1372	2439	57.2408	33.67909	140.1234		1372	2439	91.1498	52.85954	282.96075
1372	2439	57.3043	33.46617	149.55026		1372	2439	91.4013	15.88558	324.20221
1372	2439	57.378	56.39708	170.05995		1372	2439	91.5054	52.24751	284.80524
1372	2439	57.5812	37.66669	314.93634		1372	2439	91.5969	53.56319	283.87079
1372	2439	58.6404	28.51918	82.63155		1372	2439	91.6807	53.52445	293.96173
1372	2439	58.7445	33.47593	68.62889		1372	2439	92.1481	62.29831	301.96869
1372	2439	59.3033	36.17342	25.73681		1372	2439	92.5443	47.86972	86.92162
1372	2439	59.4227	32.71088	41.03532		1372	2439	92.7475	33.96916	50.0602

Tabela 0-4 B-dados do poço Z2

X	Y	Depth(m)	Dip	Azimuth		X	Y	Depth(m)	Dip	Azimuth
1372	2439	59.7326	32.36372	22.57977		1372	2439	92.8923	55.07991	48.70306
1372	2439	59.9942	37.65895	104.35313		1372	2439	92.9837	54.17136	60.92225
1372	2439	60.1999	37.47695	117.15839		1372	2439	93.1107	54.2939	65.25625
1372	2439	60.3295	37.52275	106.91422		1372	2439	93.1641	54.42616	71.31464
1372	2439	60.4793	31.08426	104.35788		1372	2439	93.1945	54.333	66.9891
1372	2439	60.6648	31.22873	100.98849		1372	2439	93.2606	55.09001	62.63074
1372	2439	61.0762	38.30574	116.32096		1372	2439	93.4435	57.84565	61.67627
1372	2439	66.5372	44.98423	289.1106		1372	2439	94.1801	58.2266	72.96993
1372	2439	66.6261	45.18388	281.75967		1372	2439	94.5103	58.33088	72.1017
1372	2439	66.7277	54.89052	193.99825		1372	2439	95.0233	58.26339	45.11663
1372	2439	69.3795	48.61338	56.40089		1372	2439	95.9149	52.84231	79.96127
1372	2439	69.7707	51.40314	41.48506		1372	2439	96.306	63.85581	8.56929
1372	2439	70.0145	56.91898	47.43255		1372	2439	96.5753	53.90271	103.18973
1372	2439	70.3371	70.84358	195.54576		1372	2439	96.7099	60.1946	75.35114
1372	2439	70.3472	56.3243	35.1071		1372	2439	97.0553	58.23545	245.48358
1372	2439	70.4565	71.00482	7.79128		1372	2439	97.1442	56.96986	334.89413
1372	2439	70.4844	51.75555	79.95039		1372	2439	97.4617	57.14265	314.92639
1372	2439	70.5149	56.17585	32.46148		1372	2439	97.637	54.3361	86.64417
1372	2439	70.9289	24.5003	317.94803		1372	2439	97.9647	61.82647	63.98776
1372	2439	71.094	64.57278	49.78318		1372	2439	98.4447	62.85318	63.09006
1372	2439	71.1473	51.85836	44.10843		1372	2439	97.1442	56.96986	334.89413
1372	2439	71.3378	60.66122	69.24362		1372	2439	97.4617	57.14265	314.92639
1372	2439	71.7214	60.74696	53.41876		1372	2439	97.637	54.3361	86.64417
1372	2439	71.7265	71.457	51.31039		1372	2439	98.4447	62.85318	63.09006
1372	2439	71.8509	54.16342	55.37615		1372	2439	96.5753	53.90271	103.18973
1372	2439	72.1176	53.43122	86.82787		1372	2439	96.7099	60.1946	75.35114
1372	2439	72.5189	56.4922	350.53226		1372	2439	97.0553	58.23545	245.48358
1372	2439	72.5875	56.31978	346.04941		1372	2439	97.1442	56.96986	334.89413
1372	2439	72.8034	52.93135	47.52231		1372	2439	97.4617	57.14265	314.92639
1372	2439	72.8491	38.58301	8.59673		1372	2439	97.637	54.3361	86.64417
1372	2439	73.8651	66.50598	7.13141		1372	2439	97.9647	61.82647	63.98776
1372	2439	74.4697	49.98188	59.00621		1372	2439	98.4447	62.85318	63.09006
1372	2439	74.8938	50.28307	75.535		1372	2439	75.2926	46.50615	83.39428
1372	2439	75.1682	56.8847	48.20279		1372	2439	75.379	46.37929	75.60833
1372	2439	75.1682	62.07929	297.21414		1372	2439	75.6127	48.92814	96.35226