

Marcelo Kulevicz Bartoszeck

**SIMULAÇÃO DE FLUXO EM UM MODELO 3D ANÁLOGO A
UM RESERVATÓRIO FRATURADO DE GÁS**

Tese apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor. Curso de Pós-Graduação em Geologia

Área de Concentração: Geologia Exploratória, Departamento de Geologia, Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná.

Orientador:

Prof. Dr. Francisco José Fonseca Ferreira

Co-orientadores:

Prof. Dr. Sidnei Pires Rostirolla

Prof. Dr. Alvaro Muriel Lima Machado

Curitiba
2009

Bartoszeck, Marcelo Kulevicz

Simulação de fluxo em um modelo 3D análogo a um reservatório fraturado de gás / Marcelo Kulevicz Bartoszeck. - Curitiba, 2009.

135 f. : il [algumas color.] ; 30 cm.

“Orientador: Francisco José Fonseca Ferreira – Co-orientadores: Sidnei Pires Rostirolla, Álvaro Muriel Lima Machado”

Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Ciências da Terra, Programa de Pós-Graduação em Geologia.

1. Geologia – simulação numérica. 2. Geologia – reservatório de gás.
I. Universidade Federal do Paraná. II. Ferreira, Francisco José Fonseca.
III. Rostirolla, Sidnei Pires IV. Machado, Álvaro Muriel Lima. V. Título

CDD 553.28

TERMO DE APROVAÇÃO

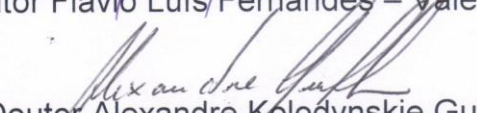
Marcelo Kulevicz Bartoszeck

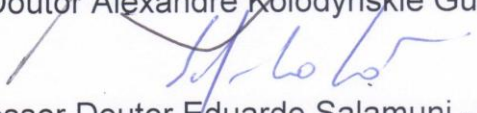
RESULTADOS QUALITATIVOS DA SIMULAÇÃO DE FLUXO EM UM MODELO 3D ANÁLOGO A UM RESERVATÓRIO FRATURADO.

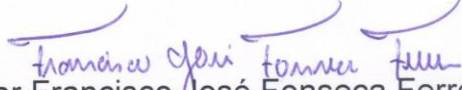
Tese de Doutorado aprovada como requisito parcial para obtenção do Grau de Doutor no Curso de Pós-Graduação em Geologia, Área de Concentração em Geologia Exploratória, da Universidade Federal do Paraná, pela Comissão formada pelos professores:


Professor Doutor Jorge Kazuo Yamamoto - USP


Doutor Flávio Luís Fernandes - Vale E&P


Professor Doutor Alexandre Kolodynskie Guetter - UFPR


Professor Doutor Eduardo Salamuni - UFPR


Professor Doutor Francisco José Fonseca Ferreira - UFPR
Presidente

Curitiba, 18 de setembro de 2009.

Marcelo Kulevicz Bartoszeck

**SIMULAÇÃO DE FLUXO EM UM MODELO 3D ANÁLOGO A UM
RESERVATÓRIO FRATURADO DE GÁS**

Tese apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor. Curso de Pós-Graduação em Geologia

Área de Concentração: Geologia Exploratória, Departamento de Geologia, Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná.

Orientador:

Prof. Dr. Francisco José Fonseca Ferreira

Co-orientadores:

Prof. Dr. Sidnei Pires Rostirolla

Prof. Dr. Alvaro Muriel Lima Machado

Curitiba
2009

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Sidnei Pires Rostirolla pela orientação e estímulo a enfrentar os diversos desafios ocorridos ao longo deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Francisco José Fonseca Ferreira pela acolhida e ótima orientação durante o final desta tese.

Ao Prof. Dr. Eduardo Chemas Hindi e ao Prof. Dr. Jorge Kazuo Yamamoto pela excelente revisão da qualificação e pelas ótimas sugestões que melhoraram muito a apresentação deste texto.

Aos amigos do Labap que sempre auxiliaram acima das expectativas em todas etapas desta tese.

Ao Dr. Fernando dos Santos Corrêa pelas dicas e apresentação ao simulador Boast.

Ao Prof. Dr. Alvaro Muriel Lima Machado pela paciência nas longas discussões, programação e desafios encontrados na criação do GeoGrid3D.

Ao geólogo Kaluan Juk que ajudou muito com a realização do ensaio de peso específico e na correlação dos dados de um ensaio VSP.

A Dr. Luciane Bocardi pelas sugestões e discussões e figuras sobre os parâmetros petrofísicos utilizados neste trabalho.

Um agradecimento especial à MSc. Adriane Fátima de Campos pela paciência e ajuda em diversos momentos desta tese.

Ao CNPq pela seção de bolsa durante boa parte da tese.

Ao Departamento de Geologia da UFPR pela infra-estrutura e apoio institucional.

Resumo

A estimativa das características de um reservatório portador de hidrocarbonetos através de simulações numéricas que reproduzam algumas variáveis medidas é de grande interesse para o meio científico e industrial. Simulação numérica é largamente utilizada no meio industrial como um método de representar um sistema físico por meio de um computador. Portanto, é possível reproduzir e observar fenômenos, além de determinar seus parâmetros de construção, sem grandes custos de laboratório para construir um modelo físico em escala. O objetivo da simulação de reservatórios consiste em estimar os parâmetros químicos, físicos e os processos de transporte de fluídos, e assim, prever futuros comportamentos e maximizar a recuperação de hidrocarbonetos. Uma técnica para simular numericamente um reservatório consiste em utilizar como base de dados um modelo análogo. Estas informações podem ser obtidas em poços de um reservatório conhecido ou podem ser geradas através de um estudo de afloramento análogo. Em regiões com escarpas são encontradas boas exposições de rochas, como acontece com alguns afloramentos do Grupo Itararé – Bacia do Paraná. Nas proximidades da cidade de Ponta Grossa – PR afloram rochas da Formação Campo Mourão, Grupo Itararé, que apresentam condições de analogia com rochas descritas em um campo comercial de gás. Este campo é chamado de Barra Bonita e está localizado na porção central do Estado do Paraná. Neste campo, predominam no intervalo reservatório rochas arenosas de baixa permeabilidade/porosidade, com forte controle da mobilidade de fluídos através de fraturas. O intervalo estratigráfico do reservatório do campo foi interpretado como sendo a Formação Campo Mourão. Os afloramentos análogos foram selecionados não só por correlação estratigráfica com o campo produtor, mas também por apresentarem um sistema de fraturas marcante. A simulação de fluxo de hidrocarbonetos nestes afloramentos análogos produzirá informações pertinentes para a exploração do campo produtor? Com esta hipótese os resultados de diversos métodos aplicados na área de estudo serviram como base para a construção de um modelo numérico. Os dados coletados e analisados foram obtidos pelos seguintes métodos: descrição de testemunhos, ensaio de peso específico aparente, VSP (vertical seismic profile), interpretação de sísmica rasa, modelagem de fácies e corpos sedimentares. A integração e correlação dessas informações resultou em um modelo 3D de permeabilidade e porosidade. Para inserir fraturas neste modelo foi gerado um programa auxiliar chamado GeoGrid3D. Este visou não só inserir fraturas, mas também realizar transformações nas codificações dos dados para que o simulador Boast, de livre distribuição, fosse utilizado. Foram realizadas simulações de fluxo (gás) em quatro modelos 3D. Nestes foram variadas as características internas das fraturas frente ao comportamento hidráulico. Os resultados apresentados, pelas simulações, indicam que um reservatório análogo ao Campo de Barra Bonita terá maior produção de gás quando afetado por fraturas condutoras de fluídos do que sem a presença destas.

Abstract

Widely used in the industry numerical simulation is one way to simulate a physical system by using a computer. This method allows reproducing and observing physical phenomena and also setting its construction parameters, without huge laboratory costs of building a real small scale prototype. Besides we can get valuable results soon and with low cost. A great interesting kind of simulation is hydrocarbon reservoir inference by the numerical model performance. The objective of reservoir simulation is to understand in a better way possible chemical, physical and flow circulation process parameters to allow future prediction of its behavior and improve hydrocarbon recuperation. One technique for reservoir numerical modeling is the use of analog data as a base for simulation. These piece of information can be acquired on wells drilled in a producing reservoir or can be derived by outcrop analog studies. Scarped regions usually show good outcrops like some rocks of Itarare Group – Parana Basin. At nearby Ponta Grossa city the Campo Mourão Formation, Itarare Group, outcrops rocks that carry analog characteristics to a commercial gas field. This field, named Barra Bonita, is located at Parana State central region. In this field sandstones with low permeability and porosity are described, within the reservoir interval, with flow mobility high conditioned by fractures. The reservoir stratigraphic level also was considered as Campo Mourão Formation. The outcrops are selected not only because its stratigraphic relation to a producer field, but also due to presence of fracture system. These several favorable characteristics for an analog study and results from geological and geophysical methods applied in this study area were used to the numerical model construction. The data used are: well samples description, specific weight test, vertical seismic profile, shallow seismic interpretation, sedimentary bodies and facies modeling. After integration and correlation of these several data a 3D model of permeability and porosity was built. For fracture insertion in this model a computer program was build (GeoGrid3D). This program inserts fracture information into the model and also transforms data into Boast's compatible format. Four flow (gas) simulations have been done. The only change between these simulations is the hydraulic behavior on the fractures. In conclusion, simulation results showed that the analog model of the Barra Bonita field will produce much more when affected by conduct fractures.

Sumário

1	Introdução	12
1.1	Objetivos	13
1.2	Hipóteses	14
1.3	Justificativas	15
1.4	Descrição organizacional	16
2	Revisão Bibliográfica.....	17
2.1	Geologia regional	17
2.2	Geologia local.....	21
2.3	Sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná.....	24
2.3.1	Campo de Barra Bonita.....	25
2.4	Sísmica de reflexão rasa	29
2.5	Simulação de Fluxo	33
3	Materiais e Métodos.....	37
3.1	Testemunhos de Sondagem.....	37
3.2	Peso específico aparente.....	39
3.3	Sísmica de reflexão	44
3.3.1	Aquisição sísmica	45
3.3.2	Projeto de interpretação sísmica	46
3.3.3	Interpretação de seções sísmicas.....	49
3.4	Parâmetros da simulação de fluxo.....	51
3.5	Programa GeoGrid3D.....	65
4	resultados e Discussão	70
4.1	VSP.....	70
4.2	Exemplos de interpretação sísmica	76
4.3	Modelagem 3D	78
4.3.1	Zona 1	79
4.3.2	Zona 2	81
4.3.3	Zona 4	82
4.3.4	Modelo completo	84
4.4	Modelagem de fácies deposicionais	85
4.4.1	Zona 1	87
4.4.2	Zona 2	88
4.4.3	Zona 3	89
4.4.4	Discretização de propriedades	90
4.5	Modelagem de propriedades petrofísicas	91
4.6	Modelos simulados.....	97
4.6.1	Resultados da redução de escala (<i>Upscaling</i>).....	98
4.6.2	Resultados da simulação de fluxo.....	106
5	conclusões	116
6	Referências Bibliográficas.....	118
	ANEXO.....	124
	GeoGrid3D.....	124
	Eclipse para Edboast	125
	EdBoast para Eclipse	126
	Eclipse para IJK	127
	IJK para Eclipse	127
	Gslib para EdBoast.....	128
	Edboast para XYZ.....	133
	Edboast para IJK.....	134
	Edboast para Gslib	135

Lista de Figuras

Figura 1 - Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná (Paulipetro 1981).	18
Figura 2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná (Milani <i>et al.</i> , 1994).	19
Figura 3 – Coluna estratigráfica de detalhe do Grupo Itararé (Vesely e Assine, 2004).....	20
Figura 4 – Localização da área de estudo de Ponta Grossa. Áreas destacadas em verde correspondem a locais com vegetação nativa, e em marrom a área de estudo.....	22
Figura 5 – Mapa geológico do “Arenito Vila Velha” (Vesely, 2006).	23
Figura 6 - Seção sísmica com os principais horizontes interpretados por Catho, (2008) . Escala aproximada 5km no horizontal e 2,4s na vertical. Soleiras são representadas por refletores de altíssimo contrastes no entorno do refletor interpretado da Formação Ponta Grossa (azul). As falhas transcorrentes são representas por traços na cor amarela subverticalizados. Traços verdes verticais não foram descritos pelo autor da figura.	27
Figura 7 – Modelo de migração e acumulação de hidrocarbonetos de Barra Bonita (Catho, 2008).	28
Figura 8 – Amostras de um trecho de duas seções sísmicas no domínio do tiro. GR – porção aproximada de domínio de sinal do <i>ground roll</i> , RG – porção afetada por <i>ring</i> da refração. Em vermelho assinalados trecho que poderia ter um provável refletor de 2700 m/s e a inclinação de uma porção de <i>ground roll</i> que denota uma velocidade muito baixa de 785 m/s. (adaptado de Lonardelli, 2004).....	30
Figura 9– Armazenamento e organização dos testemunhos de sondagem.	38
Figura 10 – Fotografia da escala de apoio para determinação visual da granulometria.	38
Figura 11 – Exemplo do método de Balança de Arquimedes.....	40
Figura 12- O arranjo sísmico na área de estudo. Realçadas em tracejado linhas sísmicas LD5 (N-S) e L14 (E-W).	44
Figura 13 - Visão 3D esquemática das linhas sísmica da área de estudo. A linha mais longa tem cerca de 1km de comprimento. A escala de cor representa valores de amplitudes sísmicas. Notar que os contrastes sísmicos nas linhas são muito baixos, produzindo imagens com baixa nitidez	47
Figura 14 – Visão esquemática em 3D da foto aérea da área de estudo, adaptada ao domínio do tempo, para correlação com as seções sísmicas. Seções em sua maioria de direção N80W e lineamentos das fraturas de direção aproximada N10E. As fraturas são mais visíveis nas escarpas norte e sul da área de estudo. A escala de cor representa valores de amplitudes sísmicas. Norte indicado aproximado pela seta na cor verde.....	49
Figura 15 – Exemplos de critérios para interpretação de horizontes sísmicos (Bartoszeck <i>et al.</i> , 2008).	50
Figura 16 – <i>Grid</i> celular de endereço IJK . I1J1K1 realçado na cor cinza. Setas indicam sentido de incremento de endereços.	52
Figura 17 - Valores de porosidade e permeabilidade utilizados nos testes de simulação, sendo valor 0 indicativo de mesmo valor para todo o espaço.	53
Figura 18 - Opções de permeabilidade relativa para óleo com três fases. SAT- Saturação, KROW – vazão relativa entre óleo e água , KRW- vazão realtiva da água , KRG – vazão relativa do gás , KROG – vazão relativa entre óleo e gás , PCOW – pressão no contato óleo-água , PCGO – pressão no contato gás-óleo. ..	54
Figura 19 - Tabela de pressão capilar e permeabilidade relativa para a região 1.....	55
Figura 20 - Gráfico de permeabilidade relativa para água/óleo utilizado neste trabalho.	55
Figura 21 - Propriedades de pressão e volume para o óleo. P – Pressão, MVO – Viscosidade do óleo, BO – VFV do óleo saturado , RSO – razão gás/óleo saturado em solução	56

Figura 22 - Gráfico de pressão do óleo, viscosidade e FVF (Fator Volume Formação – quanto que o hidrocarboneto irá modificar seu volume em superfície comparado com subsuperfície).	57
Figura 23 - Gráfico de pressão do óleo e SGOR (<i>solution gas oil ratio</i>).	57
Figura 24 - Propriedades de pressão, volume e temperatura para a água. P – pressão, MUW – viscosidade da água, BW – FVF da água.	58
Figura 25 - Gráfico de pressão, viscosidade e FVF da água.	58
Figura 26 - Parâmetros de correlação de gás.	58
Figura 27 - Proporção de elementos químicos da composição do gás.	59
Figura 28 - Gráfico de compressibilidade da rocha.	59
Figura 29 - Propriedades máximas do óleo insaturado.	59
Figura 30 - Valores de densidade dos fluidos utilizados na simulação.	60
Figura 31 - Valores de pressão e saturação dos fluidos e suas profundidades.	60
Figura 32 - Parâmetros de controle operacional da simulação de fluxo.	61
Figura 33 - Parametrização do método utilizado na simulação de fluxo.	61
Figura 34 - Localização do aquífero no modelo 3D utilizado na simulação de fluxo.	62
Figura 35 - Definição de passos e seleção dos resultados visualizados durante a simulação de fluxo.	63
Figura 36 - Definição do tipo de poço e parâmetros de quantificação da produção.	64
Figura 37 - Exemplo de tela durante a simulação de fluxo, com destaque para isolinhas de saturação de gás.	64
Figura 38 – Uma fratura que atravessa um modelo 3D (A). Células que tiveram os valores alterados devido à influência da fratura (B).	67
Figura 39 – Seção geológica hipotética atingida por uma fratura no centro. Zona de influência da estrutura e detalhes da diferenças de permeabilidade ao longo da mesma fratura em rochas diferentes. (fonte: do autor)	68
Figura 40 – Exemplo de uma fatia num modelo 3D e a elipse de busca com eixos configurados com 2 células de tamanho.	68
Figura 41 – Exemplo de aplicação de <i>buffer</i> para representar a zona de influência de uma falha. Os valores de permeabilidade diminuem com o afastamento no centro da falha. Sendo aplicada uma sequência de três regras para que a variação da propriedade seja representada adequadamente. (fonte: do autor)	69
Figura 71 - Montagem e interpretação do VSP. Resultado do ensaio no painel esquerdo. Interpretação e discriminação de intervalos com diferentes velocidades no painel direito.	71
Figura 72 - Correlação entre velocidades VSP com a variação faciológica em intervalos equivalentes.	73
Figura 73 - Permeabilidade, porosidade, peso específico aparente, descrição litológica, velocidade VSP e Granulometria.	74
Figura 74 – Janela de 150 ms da linha L14 (painel superior) e interpretação de horizontes e fraturas (painel inferior) (Bartoszeck, <i>et al.</i> , 2008), visão para norte, leste a direita. Horizonte azul – Unidade III, horizonte verde – Unidade II, horizonte laranja – Formação Lagoa Azul, horizonte vermelho – Formação Ponta Grossa. Linhas verticalizadas com cores diversas – fraturas.	77
Figura 75 – Janela de 150 ms da linha LD5 (painel superior) e interpretação de horizontes e fraturas (painel inferior) (Bartoszeck <i>et al.</i> , 2008), visão para leste, sul a direita. Horizonte azul – Unidade III, horizonte verde – Unidade II, horizonte laranja – Formação Lagoa Azul, horizonte vermelho – Formação Ponta Grossa. Linhas verticalizadas com cores diversas – fraturas.	78
Figura 76 - Correlação das 5 zonas (1 a 5, do topo para base) com a divisão estratigráfica local	79
Figura 77 - Modelagem inicial da zona 1, com preenchimento das células sem considerar uma distribuição vertical.	80

Figura 78 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 1 para as formas geométricas de corpos. A – elipses, B – <i>Box</i>	80
Figura 79 - Zona 1 preenchida com viés vertical, definido por uma função de distribuição.	81
Figura 80 - Zona 2 modelada sem uma função de distribuição vertical.....	81
Figura 81 - Parâmetros do tipo função matemática utilizados para direcionar a distribuição vertical da zona 2. A – <i>lower half</i> elipse, B – <i>half</i> elipse e C – elipse.....	82
Figura 82 - Zona 2 modelada após a utilização de um viés vertical de distribuição.	82
Figura 83 - Zona 4 modelada sem um viés externo controlador da distribuição vertical de propriedades. ..	83
Figura 84 - Funções de distribuição vertical utilizadas para a zona 4. A – <i>deltaic aluvial fan</i> e B – <i>Box</i>	83
Figura 85 - Zona 4 modelada com o auxílio de funções de distribuição.	83
Figura 86 - Comparação entre duas modelagens, em que na seleção A as zonas foram preenchidas sem uma função de distribuição vertical, e em B as mesmas zonas utilizaram um viés externo baseado na probabilidade de ocorrência em relação a posição na espessura total de cada zona.	84
Figura 87 - Modelo 3D completo com todas as zonas. As cores representam as formas de corpos geométricos contidos em cada célula.	84
Figura 88 - Perfis litológicos verticais realizados na área de estudo, discretizados e correlacionados em termos de fácies do modelo proposto por Eyles <i>et al</i> 1993 (Bocardi, inédito).	86
Figura 89 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 1 para a distribuição de fácies.	87
Figura 90 - Resultado da distribuição de fácies na zona 1.	87
Figura 91 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 2 para a distribuição de fácies.	88
Figura 92 - Resultado da distribuição de fácies na zona 2.	88
Figura 93 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 3 para a distribuição de fácies.	89
Figura 94 - Resultado da distribuição de fácies na zona 3.	89
Figura 95 - Representação de ausência ou presença da propriedade forma de geométrica de corpos do tipo <i>elipses</i> . Azul – presente.	90
Figura 96 - Após a discretização é possível visualizar a distribuição de determinada propriedade baseada em outra propriedade, permitindo operações matemáticas entre filtragens.	91
Figura 97 - Representação com transparência nas células que não contenham a propriedade forma geométrica de corpos do tipo elipse.	91
Figura 98 - Distribuição da porosidade de acordo com as principais fácies (adaptado de Bocardi, inédito).	92
Figura 99 - Parâmetros no programa Petrel de preenchimento das células que contém a forma geométrica tipo <i>elipse</i> e a fácies Sm.....	94
Figura 100 - Função utilizada na distribuição de porosidade nas células que contenham forma geométrica <i>elipse</i> e fácies Sg.	94
Figura 101 - Porosidade distribuída nas células que contenham forma geométrica tipo <i>elipse</i> . Cores quentes igual maiores porosidades.....	95
Figura 102 - Porosidade distribuída nas células que contenham <i>box</i> . Cores quentes igual maiores porosidades.	96
Figura 103 - Porosidade distribuída nas células que contenham <i>box</i> (zona 1), visualizadas em duas seções verticais transversais entre si. Cores quentes igual maiores porosidades.	96
Figura 104 - Gráfico de dispersão mostrando tendência de aumento da permeabilidade com aumento da porosidade - poço 2-CB-1-SP , adaptado de Bocardi, inédito.	97
Figura 105 - Parâmetros no Petrel para a geração do <i>grid</i> para a simulação de fluxo.	99
Figura 106 - Aspecto geral do <i>grid</i> com incremento de 10 metros (esquerda) e com incremento de 30 metros (direita).	100

Figura 107 - Aspecto geral do <i>grid</i> com a visualização das estruturas tectônicas com incremento de 10 metros (esquerda) e com incremento de 30 metros (direita).	101
Figura 108 - Amarração do zoneamento vertical do <i>grid</i> fino ao <i>grid</i> de simulação, com restrição do número de subdivisões para cada zona.	102
Figura 109 - Seções verticais antes do procedimento de redução de subdivisões (painel superior) e após (painel inferior).	103
Figura 110 - Janela de equivalência entre modelos de pré e pós <i>upscaling</i>	104
Figura 111 - Distribuição da porosidade no modelo fino (superior) e no modelo de simulação (inferior). Cores quentes igual maiores porosidades.	105
Figura 112 - Distribuição da permeabilidade no modelo fino (superior) e no modelo de simulação (inferior). Cores quentes igual a maiores permeabilidades.	106
Figura 113 - Fotografia aérea com a localização dos poços e fraturas (linha branca) utilizados na simulação de fluxo.	107
Figura 114 - Arranjo de poços com fraturas (arranjo <i>Five Spot</i>) e fraturas sobre uma fatia do modelo de porosidade.	108
Figura 115 - Modelo de porosidade com poços em visualização 3D.	109
Figura 116 – Fatia da porosidade do modelo utilizado na simulação de fluxo. Em preto posicionamento dos poços. Em preto descontínuo a posição das fraturas utilizadas na simulação.	110
Figura 117 - Saturação de gás após a simulação no modelo sem fraturas.	111
Figura 118 - Saturação de gás após a simulação no modelo fraturas barreiras.	112
Figura 119 - Saturação de gás após a simulação no modelo fraturas condutos/barreiras.	113
Figura 120 - Saturação de gás após a simulação no modelo fraturas condutos.	114
Figura 121 - Diferenças na saturação de gás após a simulação nos modelos barreiras e condutos.	115
Figura 122 - Menu básico de acesso das conversões disponíveis no Geogrid3D.	124
Figura 123 - Janela de conversão de <i>Eclipse</i> para <i>Edboast</i>	125
Figura 124 - Janela da conversão <i>Edboast</i> para <i>Eclipse</i> em que se pode selecionar apenas os dados desejados para a conversão.	126
Figura 125 - Janela da conversão <i>Eclipse</i> para IJK.	127
Figura 126 - Janela da conversão IJK para <i>Eclipse</i>	128
Figura 127 - Janela da conversão <i>Gslib</i> para <i>Edboast</i> que apresenta diversas opções de controle e alteração dos dados.	128
Figura 128 - Janela de entrada de valores a serem aplicados sobre as propriedades através de operação matemática fundamental.	129
Figura 129 - Janela com lista de fraturas selecionadas para inserção no modelo 3D de propriedades e seus atributos de Buffer e condicionantes de alteração.	129
Figura 130 - Janela de escolha para buffer de influência de falha.	130
Figura 131 – Janela de atribuição de valores para o condicionamento de fraturas.	131
Figura 132 - Janela da visualização de propriedade com alteração (zona vermelha) de valores devido a influência de uma falha.	132
Figura 133 - Janela da visualização de propriedade com alteração (zona vermelha) de valores devido a influência de uma falha.	133
Figura 134 - Janela da conversão <i>Edboast</i> (.out) para XYZ.	134
Figura 135 - Janela da conversão <i>Edboast</i> (.csv) para <i>Gslib</i>	135

Lista de Tabelas

Tabela 1 –Procedimentos de A até H para impermeabilização de amostras com parafina.	43
Tabela 3-2 - Locação em IJ dos poços utilizados na simulação de fluxo.	62
Tabela 1 - Resultados obtidos durante o ensaio	72
Tabela 4.2 - Parâmetros físicos / sísmicos das quatro camadas relativas ao ensaio VSP.	75
Tabela 4.3 - Representação da associação entre a forma geométrica de corpos e as fácies e os valores numéricos de porosidade na zona 1.	93

Quem leva muito tempo para dar um passo, passa a vida inteira num pé só!

(Anônimo)

1 INTRODUÇÃO

O principal tema desenvolvido nesta tese é a aplicabilidade da simulação de fluxo em um modelo computacional 3D oriundo de afloramentos análogos a reservatórios de hidrocarbonetos.

A simulação de fluxo computacional de hidrocarbonetos consiste no estudo do comportamento de fluídos em um reservatório poroso. Para isso são utilizadas simulações numéricas com o objetivo de representar de forma quantitativa o arcabouço petrofísico do reservatório e os processos que nele ocorrem.

Esta temática é dominada pela engenharia de petróleo que possui maior capacidade para as questões matemáticas que governam os simuladores computacionais. Portanto, esta tese discorre sobre uma visão geológica da simulação de fluxo e suas peculiaridades quando abordada em modelos análogos.

A modelagem de análogos em geologia é uma abordagem usual devido a recorrência de processos e produtos que ocorrem na formação das rochas. Quando um afloramento, exposto naturalmente ou artificialmente (pedreiras), possui características análogas significa que nas rochas e estruturas são muito semelhantes aquelas encontradas em profundidade ou em afloramentos de outra região.

O problema abordado nesta tese tem importância econômica e acadêmica. Para exploração de hidrocarbonetos, os modelos análogos são uma forma de complementar as interpretações de seções sísmicas em um escala de maior detalhe que a resolução atual permite imagear. Ao se aplicar uma simulação de fluxo neste modelo análogo do Grupo Itararé, os resultados desta análise irão trazer novos subsídios para o entendimento de campos petrolíferos similares e, em casos específicos, avanços no desenvolvimento de campos em produção. Para a execução e realização deste tipo de pesquisa nas universidades públicas o aspecto financeiro atua como um limitante, principalmente para a aquisição de *software* e treinamento. Como neste trabalho foram utilizados

programas de livre distribuição e gerado um guia para seu uso, pode-se repetir o processo em novas abordagens com baixo custo.

O desenvolvimento de um programa, como instrumento desta tese, foi necessário devido à indisponibilidade do uso na universidade de um simulador de fluxo comercial. Este fato permitiu o desenvolvimento de *software* que não estava prevista. Desta forma, foi possível gerar um programa computacional com peculiaridades específicas que não estão disponíveis em programas de livre distribuição, o que representa uma das contribuições desta tese.

Em tempos de descobertas de grandes reservas de petróleo abaixo da sequência evaporítica de idade Aptiana (“abaixo do sal”) nas bacias marginais brasileiras, uma ferramenta auxiliar para a interpretação sísmica pode representar economia de recursos. A escala abordada, utilizando dados de afloramentos, favorece o desenvolvimento de mais pesquisas acadêmicas em áreas análogas.

A aplicabilidade do método que permitirá a realização da simulação de fluxo com baixo custo é outra contribuição da presente tese.

1.1 Objetivos

São objetivos gerais deste trabalho:

- a) Apresentar uma análise qualitativa de simulações de fluxo, em um modelo análogo a reservatório fraturado, que poderá resultar em dados aplicáveis para exploração de hidrocarbonetos.
- b) Simular fluxo em um modelo 3D análogo. Basicamente aplicar equações fundamentais do comportamento de fluidos através de um simulador matemático em um meio rochoso 3D sintético.
- c) Obter e visualizar resultados de depleção de gás, por meio da análise dos modelos gerados por um simulador de fluxo de livre distribuição.

Os objetivos específicos, por outro lado, são os seguintes:

- Obter parâmetros qualitativos, que possam ter aplicabilidade em modelos reais, por meio dos resultados de modelagens e simulações numéricas de modelos análogos de reservatórios.
- Adaptar formatações de dados para reconhecimentos em programas de simulação de fluxo.
- Correlacionar propriedades petrofísicas, importantes para simulação de fluxo, com descrições qualitativas de afloramentos.
- Modelar a geologia em 3D de um reservatório análogo.
- Organizar rotinas de conversão de codificação de dados e adicionar funções de inserção de fraturas em um programa computacional em linguagem Delphi.
- Gerar uma primeira versão de um guia para utilização de um simulador de fluxo complexo de livre distribuição.
- Análise qualitativa da influência das fraturas na hidrodinâmica de hidrocarbonetos quando simulado em um modelo análogo de alta resolução.

1.2 Hipóteses

A integração de informações e a modelagem numérica são técnicas para se alcançar conclusões diferentes daquelas obtidas por dados dispersos. O uso e entendimento destas técnicas, na geologia, exigem a manipulação de dados e programas computacionais diversos. Este entendimento e técnicas aplicadas numa modelagem de análogo para simulação de fluxo são fundamentais nas seguintes hipóteses de trabalho:

- As fraturas serão indicadoras de produção diferenciada em um reservatório de baixas permeabilidade/porosidade.
- A descrição faciológica de afloramentos pode ser aproveitada para a geração de um modelo 3D de simulação de fluxo.

- A interpretação de seções sísmicas rasas possibilitam a construção de um modelo do arcabouço estratigráfico numa seção essencialmente arenosa.
- O simulador *Boast* (Fanchi *et al.* 1982) poderá ser utilizado em reservatórios fraturados, mesmo que tenha sido concebido para a simulação de fluxo em reservatórios homogêneos.
- Os resultados de simulação de fluxo fornecem estimativas qualitativas quando não se dispõe de parâmetros locais de produção para inserir no simulador.

1.3 Justificativas

Ao obter informações geológicas e geofísicas de afloramentos, quais programas computacionais, passos e dados serão necessários e quais os produtos que serão gerados ao longo de uma modelagem 3D para simulação de fluxo de hidrocarbonetos?

Apesar da existência de um simulador de fluxo com livre distribuição, portanto, disponível para toda comunidade científica e indústria, sua interface e utilização são complexas, sem auxílio dos seus autores e sem guias explicativos simples para sua execução. Além disso, os resultados das modelagens 3D de programas computacionais (comerciais), em geral, não possuem uma saída compatível com o programa simulador de livre distribuição. O texto desta tese poderá ser um guia auxiliar para o uso do *Boast*.

Existem muitos dados resultantes de projetos anteriores desenvolvidos no LABAP (Laboratório de Análise de Bacias e Petrofísica, UFPR, dados como: sísmica, testemunhos de sondagem, análise de afloramentos e dados petrofísicos) com potencial para novos estudos. Visando explorar ainda mais o potencial destes dados, nesta tese se estudou a simulação de fluxo no meio poroso aplicada a modelagem 3D de propriedades geológicas qualitativas e quantitativas.

Outro aspecto que foi abordado nesta tese consiste na inserção de fraturas, em modelos 3D, para análise de sua influência na hidrodinâmica quando em um reservatório de hidrocarbonetos. Este aspecto é um tema atual, devido à existência de diversos reservatórios fraturados em produção e a serem explorados em bacias brasileiras.

1.4 Descrição organizacional

Esta tese está organizada de forma que o leitor acompanhe a evolução cronológica dos acontecimentos que culminaram com a simulação de fluxo. Está dividida em capítulos (2-4), como segue:

- Capítulo 2 – Revisão bibliográfica – São abordados temas como geologia regional e local, sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná (com ênfase do campo de Barra Bonita), processamento sísmico e simulação de fluxo.
- Capítulo 3 – Materiais e métodos – São descritos os materiais e métodos que foram utilizados e ou desenvolvidos ao longo desta tese.
- Capítulo 4 – Resultados e discussões – São apresentados os resultados da aplicação dos métodos e quais as implicações destes para a simulação de fluxo.
- Capítulo 5 – Conclusões – São apresentadas as conclusões sobre os resultados e correlação com as hipóteses de trabalho.
- Anexo – Guia do Usuário GeoGrid3D.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Geologia regional

A Bacia do Paraná é uma bacia intracratônica alongada na direção N-S localizada na porção centro-leste do continente sul-americano, abrangendo uma área de aproximadamente 1.600.000 km², a qual se estende pelo Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai. Na Argentina e no Uruguai é denominada de Chaco-Paraná. Segundo Milani e Thomaz Filho (2000), as seqüências cratônicas do Fanerozóico da Plataforma Sul-Americana formaram-se desde o início do Ordoviciano até o Cretáceo, ocupando mais de 3,5 milhões de km², distribuídos em cinco grandes bacias sedimentares: Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná no Brasil, Chaco-Paraná na Argentina, Paraguai e Uruguai (Figura 1).

A área selecionada contém rochas análogas ao Sistema Petrolífero Ponta Grossa – Itararé. Nesta tese o sentido da palavra “análogo” está relacionada ao potencial de estudo entre rochas localizadas em locais diferentes, mas com características muito semelhantes. Estudos prospectivos na Bacia do Paraná reconheceram que o Grupo Itararé é um bom reservatório para hidrocarbonetos, por estar em contato direto com os folhelhos geradores da Formação Ponta Grossa (França e Potter, 1988), por conter corpos maciços e espessos de arenito com qualidades de reservatório, por possuir rochas potencialmente capeadoras representadas por lamitos seixosos, siltitos e diques de diabásio, além de apresentar indícios de hidrocarbonetos em poços perfurados na bacia.

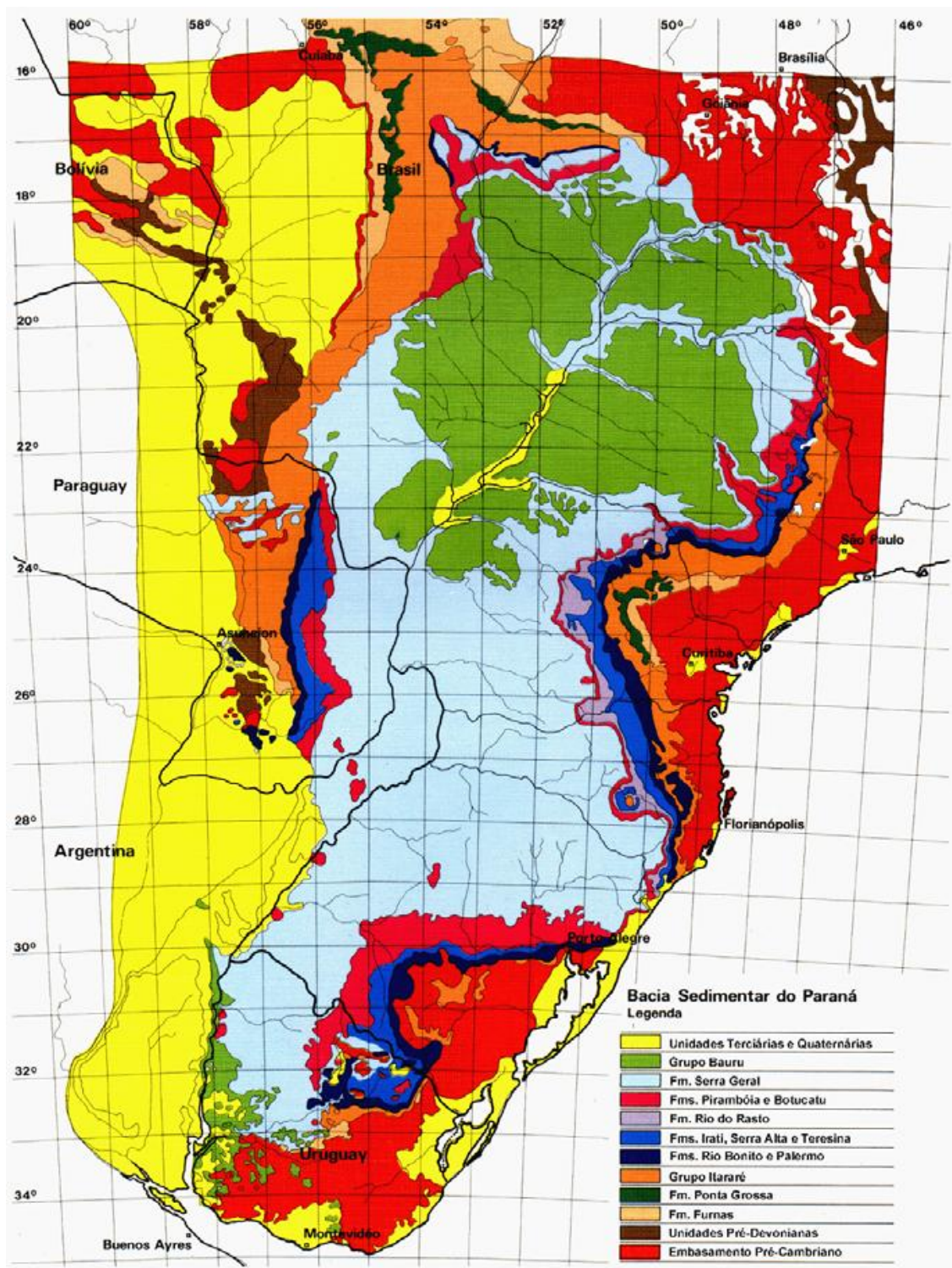


Figura 1 - Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná (Paulipetro 1981).

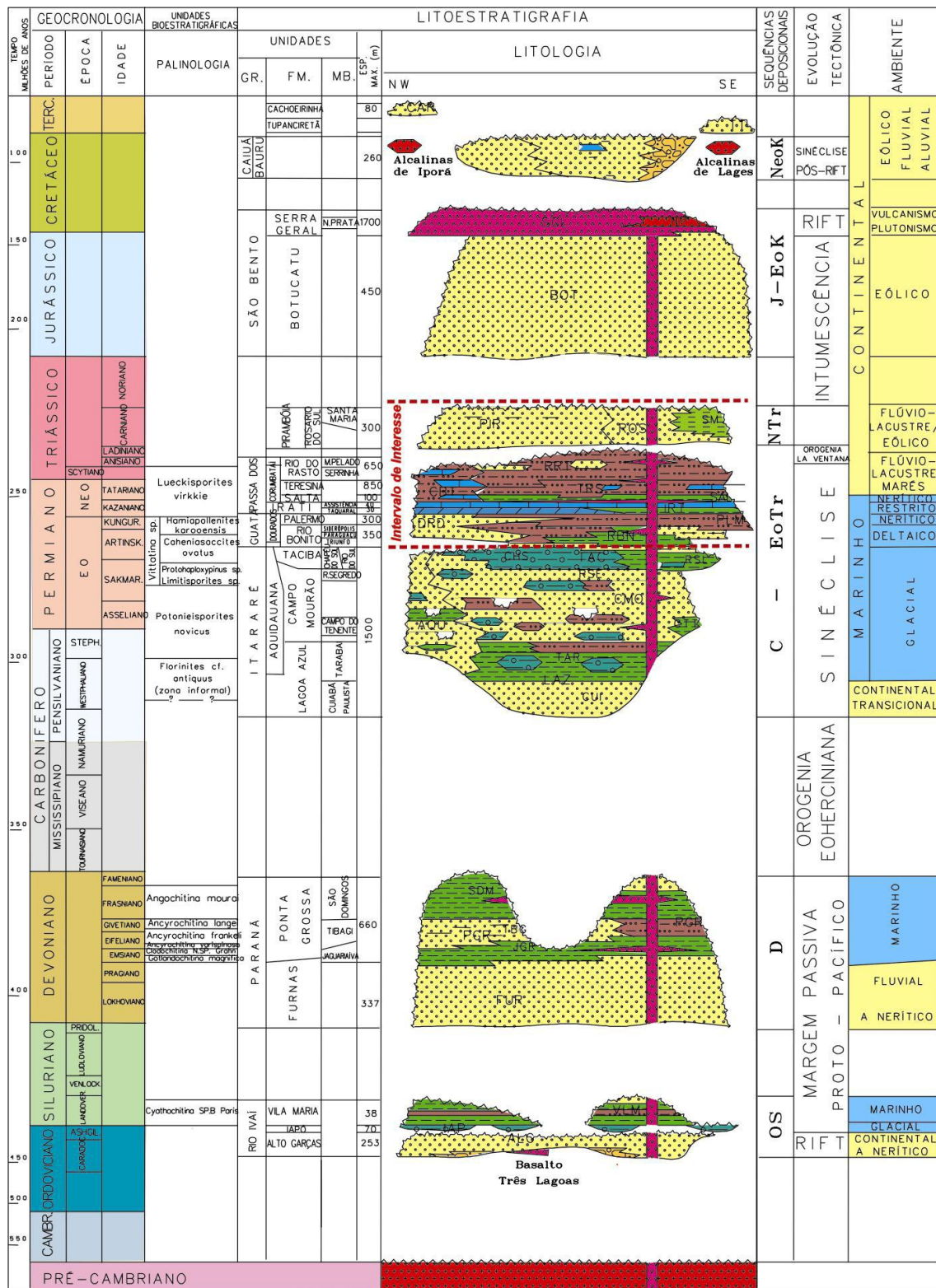


Figura 2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 1994).

O termo Itararé, para designar a unidade geológica, foi usado primeiramente por Oliveira (1927), o qual caracterizou a Série Itararé como constituída por todos os sedimentos com influência glacial na bacia do rio Itararé, no Estado de São Paulo. A partir dos trabalhos de Maack (1946) e

Gordon (1947), a série foi elevada à Grupo Itararé. O Grupo Itararé é a unidade litoestratigráfica mais espessa (até 1600 m) da Bacia do Paraná (Figura 2). Na base, é composta por depósitos continentais, que gradam para marinhos em direção ao topo. França e Potter (1988) subdividiram o grupo em quatro formações: Lagoa Azul, Campo Mourão, Taciba e Aquidauana, cujo detalhamento sugerido por Vesely e Assine (2004), pode ser observado na Figura 3.

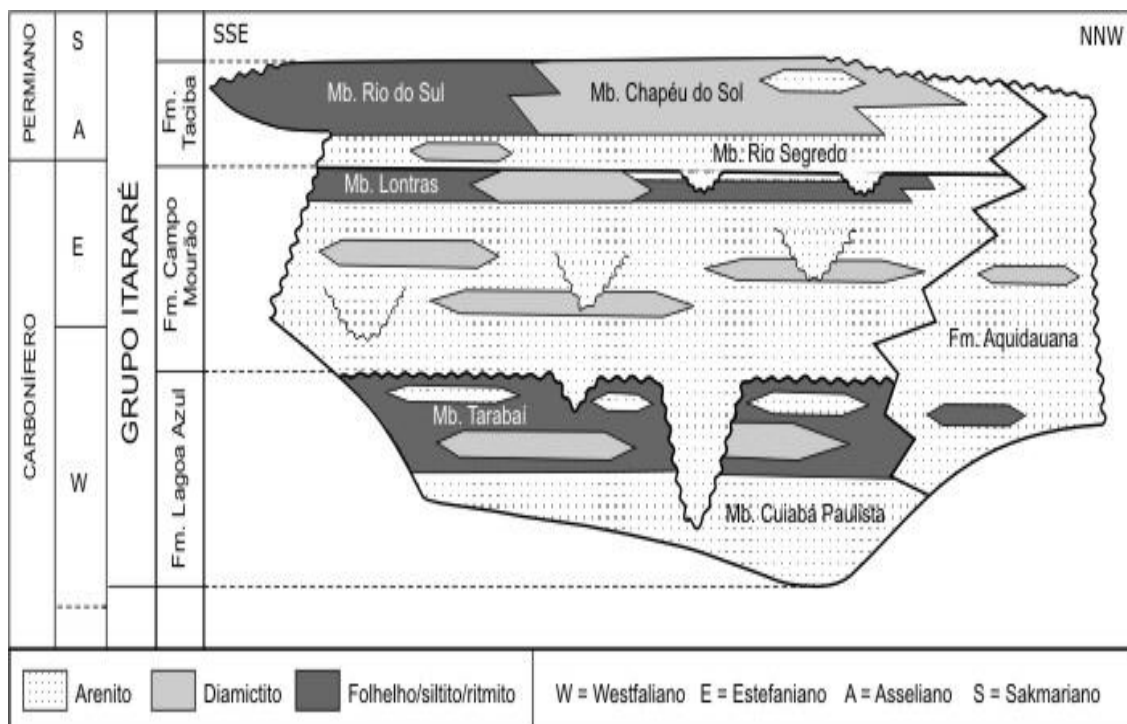


Figura 3 – Coluna estratigráfica de detalhe do Grupo Itararé (Vesely e Assine, 2004).

As principais características das formações do Grupo Itararé são descritas a seguir:

- Formação Lagoa Azul: seção basal do Grupo Itararé, pouco aflorante, ocorre principalmente na porção central da bacia. É subdividida em Membro Cuiabá Paulista, unidade arenosa basal, e Membro Tarabaí, unidade superior argilosa.
- Formação Campo Mourão: unidade central do grupo, predominantemente arenosa na base passando para folhelhos, siltitos, lamitos seixosos e diamictitos no topo. Esta formação ocorre praticamente em toda a bacia, sendo também observadas interdigitações com a Formação Aquidauana ao norte (esta formação pertence ao Grupo Itararé e só ocorre ao norte da bacia). Em dois poços perfurados (3-BB-2D-PR e 1-BB-1-PR, Campos *et al.*, 1998) no Estado do Paraná encontraram-se indícios

de hidrocarbonetos na Formação Campo Mourão. Possui o Membro Lontras, unidade composta por folhelhos e diamictitos.

- Formação Taciba: porção superior do grupo é composta por lamitos seixosos, arenitos, folhelhos e siltitos. Foi depositada concordantemente à Formação Campo Mourão. A Formação Taciba é subdividida nos membros Rio Segredo, Chapéu do Sol e Rio do Sul.

As rochas da região de Vila Velha são objeto de estudos geológicos desde meados do século XX. Segundo Maack (1946), a Série Itararé na região da Lapa (cerca de 50 km na direção sul de Vila Velha) pode ser dividida em dez unidades litológicas, as quais resultam numa espessura aproximada de 140 m.

França *et al.* (1996) reconheceram o Arenito Lapa como sendo o produto do preenchimento de um canal subaquoso, alimentador do Arenito Vila Velha.

Canuto *et al.* (1997) também observaram uma relação genética entre o Arenito Lapa e o Arenito Vila Velha. Interpretaram o primeiro como resultado do preenchimento de um túnel-vale subglacial com até 80 m de diâmetro, enquanto o segundo como produto de sedimentação marinha rasa, sob influência de marés.

2.2 Geologia local

A área dos afloramentos estudados localiza-se nas imediações do Parque Estadual de Vila Velha, Ponta Grossa-PR, e engloba uma pequena porção do Grupo Itararé, Bacia do Paraná. A Figura 4 indica a localização desta área de estudo. O acesso é realizado através da rodovia BR-376, que liga Curitiba ao interior do estado, via Ponta Grossa. O local é uma propriedade privada com acesso controlado mediante autorização prévia.

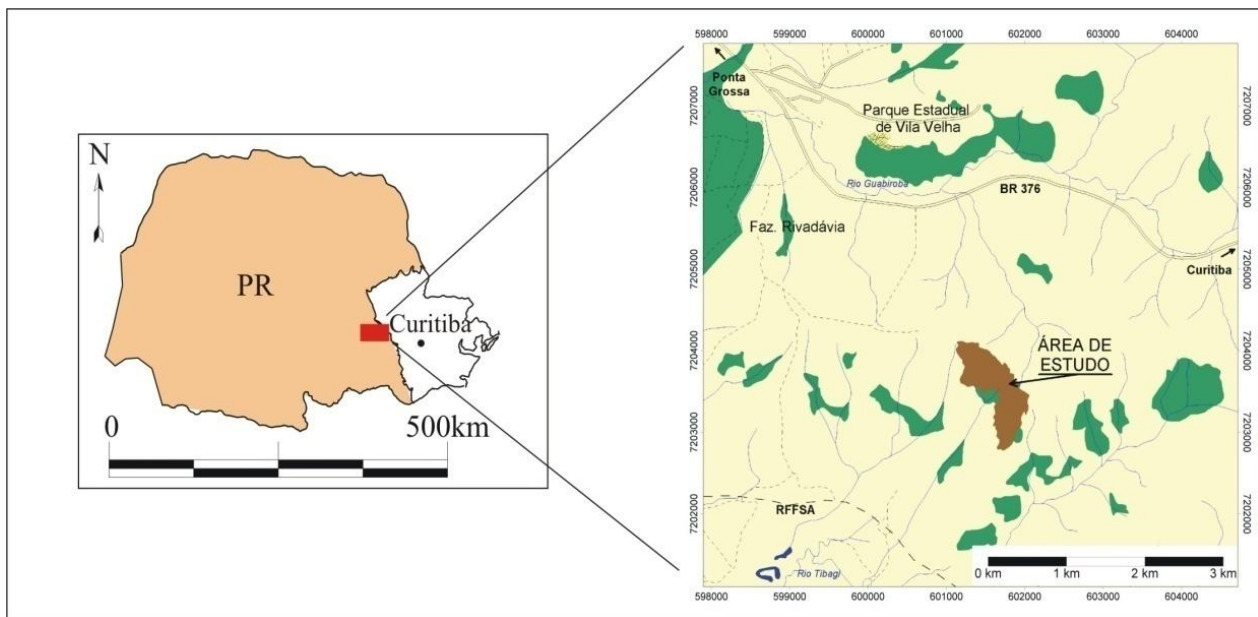


Figura 4 – Localização da área de estudo de Ponta Grossa. Áreas destacadas em verde correspondem a locais com vegetação nativa, e em marrom a área de estudo.

No local de estudo, devido a proximidade do parque estadual, os arenitos aflorantes foram designados de “arenito flúvio-glacial de Vila Velha” por Maack (1946) e de “Arenitos Vila Velha” por França *et al.* (1996). Para França (*op. cit.*) o arenito Vila Velha é um produto de depósitos de lobos subaquosos desenvolvido sob influência glacial. Segundo Vesely (2006), o “Arenito Vila Velha” corresponde à porção arenosa basal da Formação Campo Mourão – Grupo Itararé, aflora em uma região de aproximadamente 300 km². Descrições de afloramentos e interpretação de perfis litológicos verticais foram a principal base para Vesely (2006) dividir o “Arenito Vila Velha” em quatro unidades mapeáveis (Figura 5): Unidade I - leques de *outwash* subaquosos, Unidade II - sucessão de fácies pelíticas, Unidade III - depósitos turbidíticos originados de fluxos hiperpicnais vinculados a cheias e Unidade IV - depósitos de barras de desembocadura.

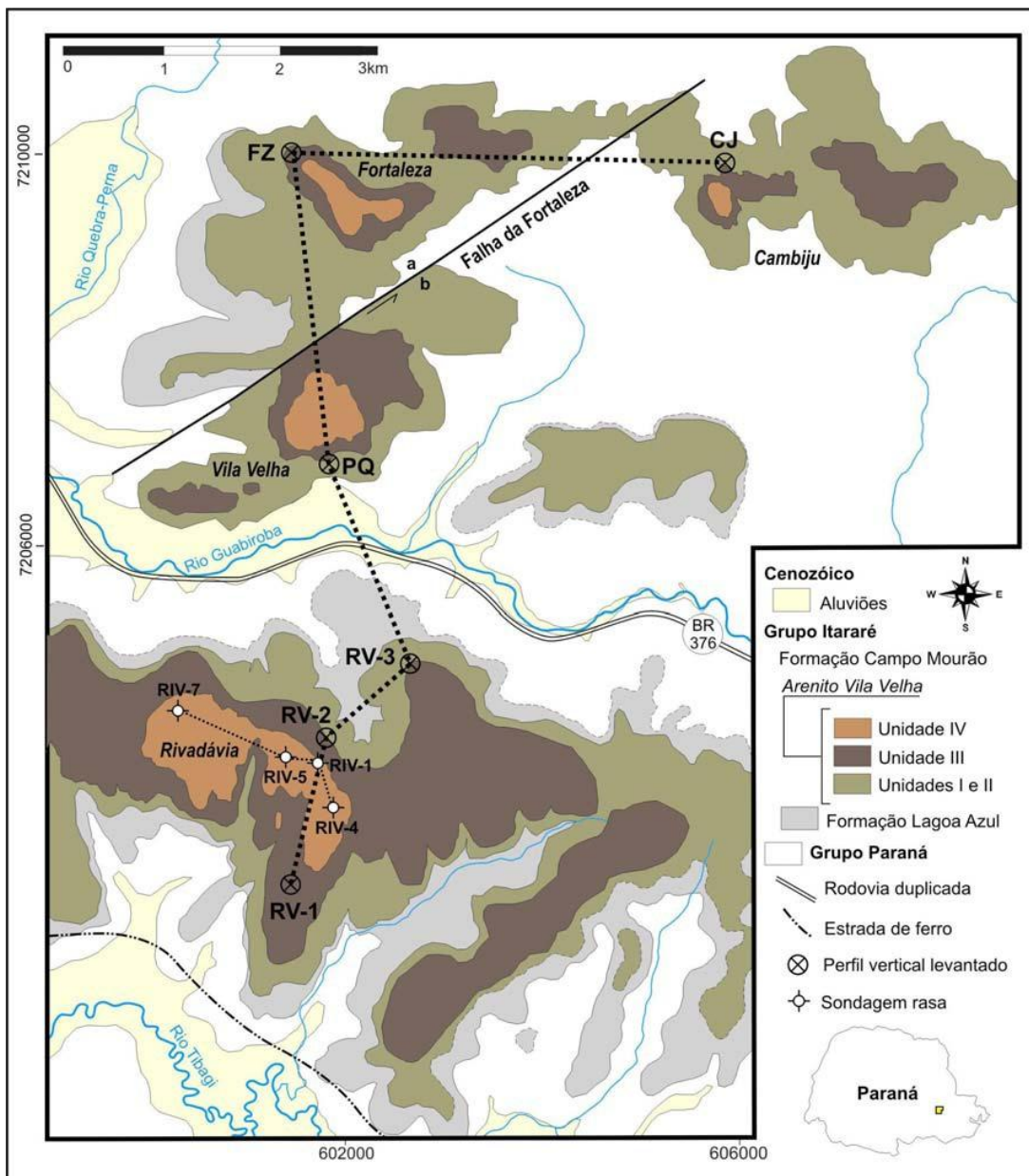


Figura 5 – Mapa geológico do “Arenito Vila Velha” (Vesely, 2006).

Estudo sobre o controle do fraturamento e a relação com a migração de fluidos foram realizados nesta mesma área por Rostirolla *et al.* (2001).

As estruturas foram tectonicamente ativas durante a deposição, com posteriores reativações, resultando em intensa anisotropia, em diversas escalas que limitam unidades de fluxos e controlam a circulação de fluídos. Esta análise sobre o controle tectônico na deposição e deformação que atuaram nas imediações da área de estudo foi realizada por Trzaskos *et al.* (2006).

2.3 Sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná

Basicamente, os processos geológicos e seus elementos associados necessários para geração e acúmulo de hidrocarbonetos definem um sistema petrolífero. Demaison e Huizinga (1991) definem um sistema petrolífero como uma entidade físico/química dinâmica em relação a geração/acumulação que ocorreu em determinado tempo em delimitado espaço geológico. Os autores Magoon e Dow (1994) delimitam a extensão geográfica de um sistema petrolífero como sendo toda a área da bacia desde a janela de geração até a trapa acumuladora, incluindo toda a seção sedimentar e os elementos necessários para a migração.

Um sistema petrolífero pode ter diversos reservatórios. Para a Bacia do Paraná são considerados possíveis, no mínimo, cinco *plays*: Furnas, Itararé; Rio Bonito, considerando a Formação Ponta Grossa como geradora; Rio Bonito e Pirambóia/Botucatu, considerando a Formação Irati como geradora.

Plays significam situações em que as condições geológicas são propícias a acumulações de petróleo, mas ainda não foram perfurados poços com indícios. Uma vez que seja localizado um prospecto em um *play*, e este obtenha sucesso na descoberta de hidrocarbonetos, ele será adicionado a um sistema petrolífero existente ou será criado um novo (Magoon e Dow, 1994).

Segundo Corrêa e Pereira (2005) e Araujo *et al.* (2000), as potenciais acumulações de hidrocarbonetos até agora identificadas na Bacia do Paraná têm influência direta do magmatismo de idade mesozóica. Este evento providenciou inúmeros derrames e correlatos diques e soleiras de diabásio que por influência termal alteraram a maturação de matéria orgânica. Assim, ocasionaram a geração de hidrocarbonetos adicionais aos que existiriam apenas por soterramento sedimentar. Além disso, o evento magmático ocasionou um tectonismo associado que fraturou em diversos graus a bacia gerando rotas de migração e reservatórios fraturados.

2.3.1 Campo de Barra Bonita

A potencialidade dos *plays* da Bacia do Paraná não é só teórica, mas prática, com a existência de dois campos subcomerciais: Mato Rico e Barra Bonita (Catho 1994, *apud* Campos *et al.* 1998).

Com base em malha sísmica 2D somada à interpretação de poços previamente perfurados na região, Catho (1994, *apud* Campos *et al.* 1998) apresentou uma proposta de locação. Este autor definiu a trapa do prospecto como produto de movimentos ao longo de fraturas lítricas que afetaram um nível estratigráfico na base do Grupo Itararé. Todavia, não foram somente aspectos estruturais decisivos para a locação. A presença de canalizações e feições erosivas, típicas da sedimentação do Grupo Itararé, também foram consideradas de suma importância. Esta erosão regional ocasionada pelos canais apresenta um aspecto de interesse na prospecção de hidrocarbonetos por assentar muito próximo ou diretamente as rochas armazenadoras sobre as geradoras.

Este prospecto de Barra Bonita apresenta boas características, mas não ideais, para ser considerado como um excelente alvo. As rochas geradoras da Formação Ponta Grossa, na região do alvo, apresentam bom potencial com teores de carbono orgânico residual de até 1,5 %, além de boa qualidade para geração (Campos *et al.* 1998). Entretanto, estudos de França e Potter (1988) determinaram que a região, onde está localizado o prospecto de Barra Bonita, apresenta porosidades normalmente abaixo dos 10%. Estes valores baixos de porosidade são interpretados como resultado de uma história diagenética complexa.

Campos *et al.* (1998) interpretaram qualitativamente perfis geofísicos realizados no poço exploratório (1-BB-1-PR), e concluíram que o arenito da Formação Campo Mourão, neste poço, apresenta porosidade entre 5 e 9 % e permeabilidade menor que 2 mD. A saturação de gás nos 12 metros de espessura analisados varia entre 70 a 80 %. Este corpo arenítico é embasado por um diamictito impermeável e sotoposto por uma soleira de diabásio que sela e também armazena o

prospecto. A soleira apresenta um sistema de fraturas condutivas, que provavelmente devem estar presentes com características semelhante nos arenitos.

Campos *et al.* (1998) interpretaram perfis de imagens de alta resolução, realizados no poço exploratório do Campo de Barra Bonita, visando determinar o arcabouço das fraturas que afetam o reservatório. A principal observação obtida foi a constatação de uma família de fraturas subverticais que afetam a base da soleira selante bem como o corpo arenítico. Estas possuem mergulho preferencial para SSW (N225) e inclinações entre 75° e 85° . No diabásio, o comportamento reológico determinou que estas fraturas apresentassem espessuras de até alguns centímetros localmente associadas a principio de brechação. Já na porção arenítica as espessuras são milimétricas, mas com cimentação parcial e, no geral, são condutivas evidenciando influência para a produtividade do campo.

Recentemente, Catho (2008) apresentou uma abordagem para a exploração de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná com ênfase em dois aspectos: geração principal apenas nos folhelhos da Formação Ponta Grossa e presença de inumeráveis falhas transcorrentes.

Análises de seções sísmicas (Figura 6) indicam que as soleiras são muito marcantes na Formação Ponta Grossa. Também denota que estruturalmente as fraturas normais tipo rifte, a semelhanças das bacias marginais brasileiras, encontram-se marcantes na seção pré-devoniana enquanto que as falhas transcorrentes atingem toda a seção.

Trecho de aproximadamente 5 km da linha 236-0069

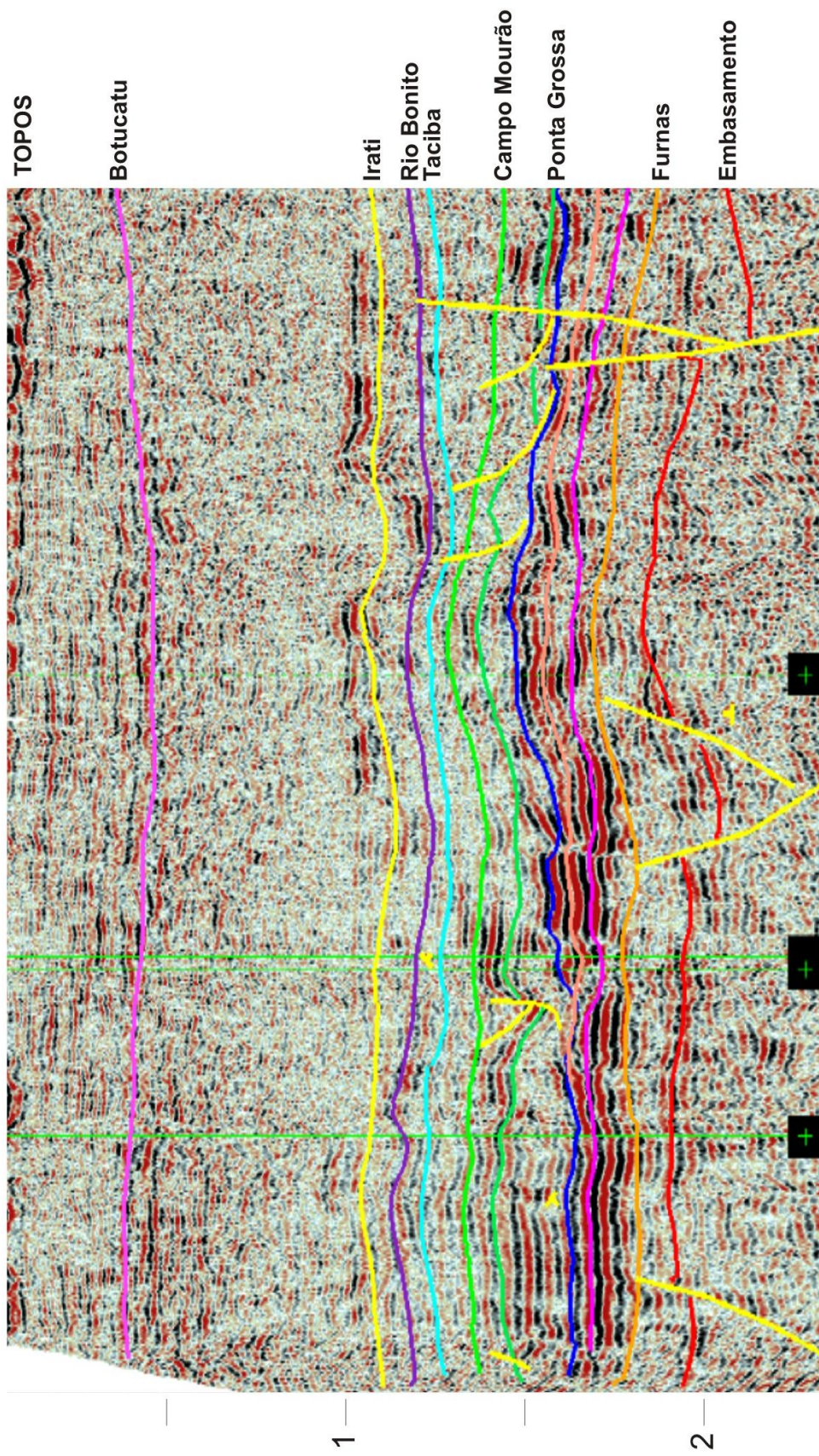


Figura 6 - Seção sísmica com os principais horizontes interpretados por Catho, (2008) . Escala aproximada 5km no horizontal e 2,4s na vertical. Soleiras são representadas por refletores de altíssimo contrastes no entorno do refletor interpretado da Formação Ponta Grossa (azul). As falhas transcorrentes são representas por traços na cor amarela subverticalizados. Traços verdes verticais não foram descritos pelo autor da figura.

Com base na presença marcante de fraturas transtensionais, Catho (2008) enfatizou que a bacia encontra-se compartimentada. Estas discontinuidades foram utilizadas para ascensão de magmas basálticos e também podem ser aplicados como condutos de migração secundária.

Para o modelo de Barra Bonita atualizado, Catho (2008) demonstrou que a migração de gás pode resultar em acumulações nos reservatórios do Grupo Itararé e também na Formação Rio Bonito. Desta forma, segundo o autor, considerando a acumulação de Mato Rico como sendo o gás gerado na Formação Ponta Grossa e não na Formação Irati (Figura 7).

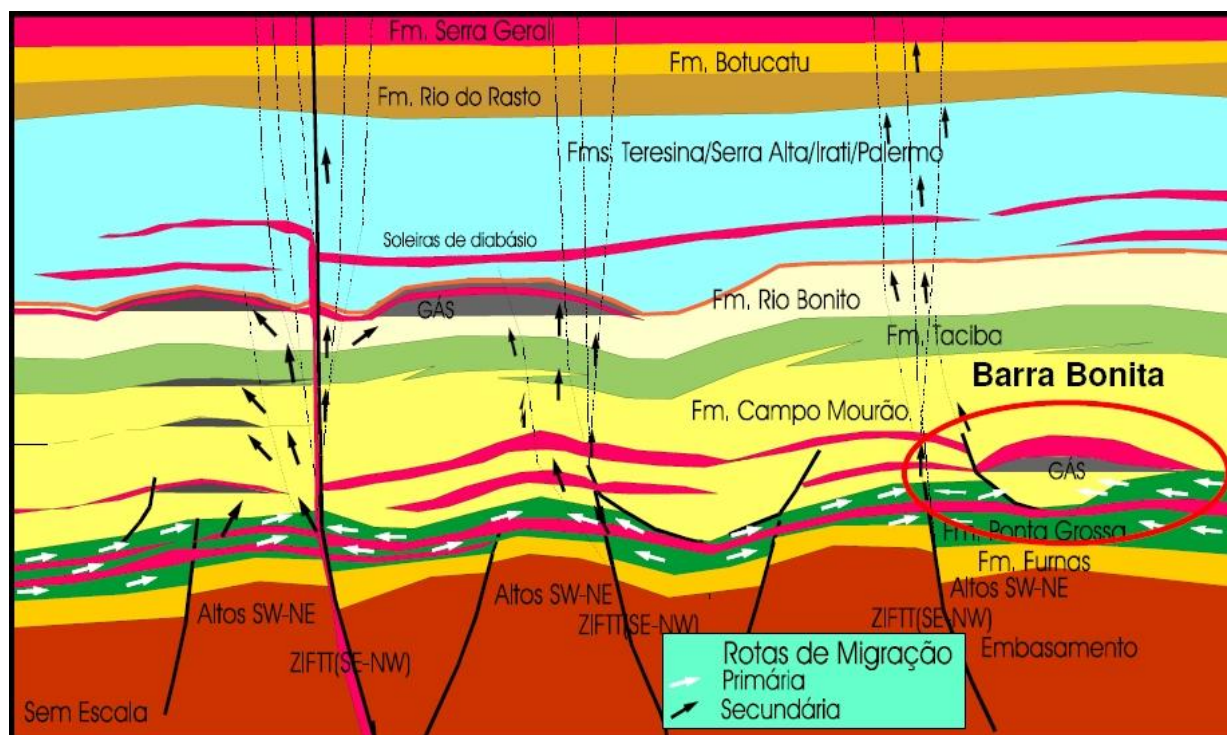


Figura 7 – Modelo de migração e acumulação de hidrocarbonetos de Barra Bonita (Catho, 2008).

Um aspecto notório do modelo proposto por Catho (2008) consiste que as acumulações no Grupo Itararé podem ter ou não ter conexão física com fraturas transtensionais, desta forma, atuando ou não como condutos de migração secundária (exemplos a esquerda da Figura 7). No caso específico de Barra Bonita, a erosão canalizada do Grupo Itararé propiciou migração direta até o capeamento pelas soleiras de diabásio. Em contrapartida, acumulações de gás na Formação Rio Bonito com proveniência evidenciadas da Formação Ponta Grossa (geradora) devem ter conexão física (preferencialmente nas bordas das trapas) com as fraturas transtensionais, para que a migração secundária por estes condutos seja efetiva.

2.4 **Sísmica de reflexão rasa**

Basicamente é utilizada para produzir imagens da subsuperfície, a partir da propagação de ondas elásticas aplicadas na superfície do terreno e a respectiva recepção por sensores (geofones), distribuídos segundo arranjos 2D e 3D. Bons resultados são obtidos após proceder várias etapas de processamento, as quais buscam aumentar a razão sinal/ruído do registro sísmico.

A sísmica de reflexão é o método geofísico mais utilizado na indústria petrolífera, e na última década foi aplicada em trabalhos geotécnicos, ambientais e exploracionistas normalmente enfocando profundidades mais rasas que os reservatórios de petróleo. Dentre as diversas obras que tratam do assunto de sísmica de reflexão, destaca-se a de Yilmaz (2001), pois aborda de maneira clara e completa todas as etapas de processamento, inversão e interpretação. No Brasil, Dourado (1996), Prado (2000), Gallas *et al.* (2001), Prado *et al.* (2001), Diogo *et al.* (2004), Lonardelli (2004), Brunetta (2005), Bhokonok e Prado (2006) publicaram trabalhos demonstrando os potenciais da sísmica rasa e técnicas que melhoram o processamento e aquisição.

Na maioria dos casos, existe dificuldade técnica em produzir um dado sísmico raso de qualidade para interpretação. A geração de altas frequências para aumentar a resolução sísmica vertical é apenas um dos problemas. As fontes disponíveis têm relativo sucesso na geração de frequências acima de 100 Hz. Entretanto, a atenuação das amplitudes de alta frequência nas camadas superficiais de solo reduzem drasticamente as reflexões que retornam aos geofones. Outro aspecto muito negativo consiste na interferência dos ruídos coerentes como *ground-roll* e *ring* da refração (Figura 8) que coincidem em termos de posicionamento com a janela teórica de reflexões.

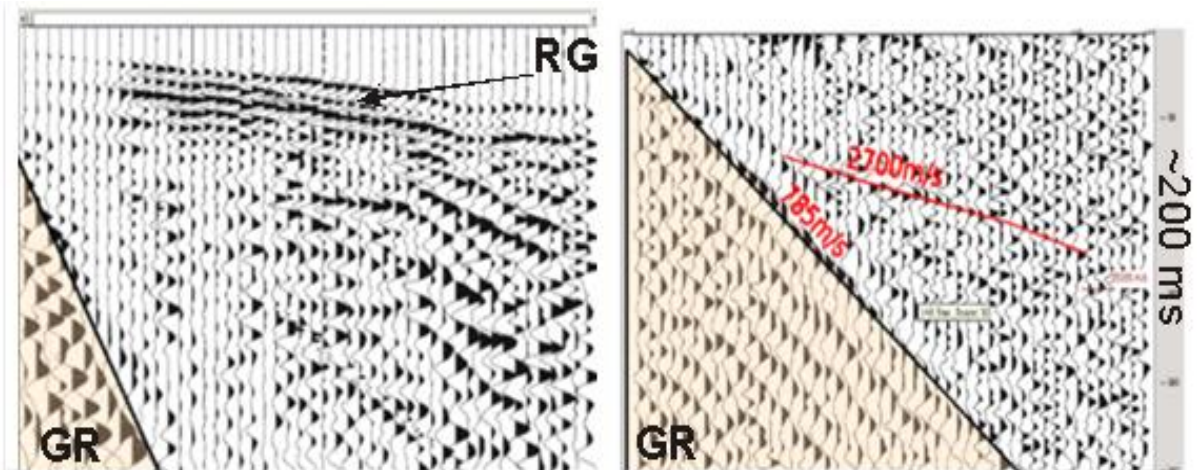


Figura 8 – Amostras de um trecho de duas seções sísmicas no domínio do tiro. GR – porção aproximada de domínio de sinal do *ground roll*, RG – porção afetada por *ring* da refração. Em vermelho assinalados trecho que poderia ter um provável refletor de 2700 m/s e a inclinação de uma porção de *ground roll* que denota uma velocidade muito baixa de 785 m/s. (adaptado de Lonardelli, 2004)

Testes de aquisição sísmica com fontes variadas e geofones com diversas frequências são uma forma eficiente para se definir qual a melhor fonte e arranjo geométrico em cada área de estudo (Feroci *et al.* 2000, Lonardelli, 2004). Entretanto, ambos os autores concluem que a espessura da camada de baixa velocidade é um dos principais fatores que mascaram as reflexões rasas.

A rugosidade da topografia é outro fator que influencia muito a qualidade dos dados sísmicos. Deve-se ter muito cuidado na manutenção da equidistância entre posições de tiros e geofones em situações de topografia variável, evitando que a declividade do terreno possa afetar a distância entre as posições dos sensores e fonte sísmica ao longo da linha de aquisição. Entretanto, no processamento dos dados de sísmica rasa a utilização de um *datum* flutuante é uma das maneiras de minimizar as influências do tempo de trânsito das ondas (Frei, 1995). Para a utilização de *datum* flutuante os valores de elevação e o correto espaçamento dos geofones e pontos de tiro são parâmetros fundamentais para correção estática. A correção estática consiste basicamente em alterar suavemente os traços de uma seção sísmica de uma forma que sejam corrigidas primeiro a influência da variação topográfica e num segundo momento as diferenças de espessura do solo ao longo da linha de aquisição.

Existem levantamentos sísmicos de alta resolução que obtiveram ótimos resultados mesclando mais de um tipo de fonte na mesma seção (Inazaki e Kurahashi, 2004). Pode-se mesclar

pontos com marreta, quedas de peso acelerado, fontes vibratórias e rifles sísmicos. Esse tipo de mesclagem de fontes ocorre devido a variações no tipo de superfície ao longo de uma seção sísmica. Por exemplo, onde existe uma rodovia ou construção que inviabiliza furos para posicionar a fonte sísmica pode-se utilizar a marreta batendo sobre uma placa metálica.

Foram obtidos bons resultados na alta resolução sísmica com a utilização de fontes e sensores posicionados em poços (Majer *et al.*, 2000). Esta forma de aquisição é mais cara, devido ao custo dos poços. Entretanto, pode ser financeiramente viável para a mineração como um complemento de informações, uma vez que grande parte das minas realiza sondagens em suas lavras e pesquisas.

Bons resultados foram alcançados com a utilização da sísmica em poços para auxiliar os perfis sísmicos de superfície, ambos em alta resolução (Anderson *et al.*, 1996). Esta forma é semelhante ao que ocorre em sísmica convencional na exploração de petróleo.

Nos casos em que a sísmica rasa apresenta muitas incoerências nos refletores pode-se utilizar na interpretação o recurso da variação de fácies sísmicas como sendo reflexo das variações geológicas. Um exemplo é o trabalho sobre uma cratera de impacto (Herrick e Sharpton, 1995) investigada com sísmica de alta resolução através da delimitação de duas diferentes zonas de refletores. Neste exemplo, não eram visíveis refletores evidentes, mas sim variação nas fácies sísmicas que foram interpretadas como sendo relacionadas a mudanças geológicas da cratera.

Alguns eventos sísmicos, como o *ground roll* e as reflexões múltiplas, observados em sismogramas são resultados de interações coerentes das ondas sísmicas com o meio rochoso. Desta forma, a interpretação de ruídos coerentes como se fossem refletores são recorrentes. O trabalho de Steeples e Miller (1998) apresenta exemplos de falsas interpretações de refletores, que na verdade são refrações, comuns em trabalhos técnicos/científicos que utilizam a sísmica rasa de alta resolução.

Interferências indiretas no sinal sísmico, como variação no tamanho das amplitudes e difrações, também foram utilizadas com sucesso em investigações de sísmica rasa. Um exemplo

neste sentido corresponde a localização de antigas minas sob uma estrada moderna, com a utilização de processamento sísmico cuidadoso, eliminando ruídos coerentes e também com o auxílio na modelagem de velocidades com ensaios de refração (Larson e Pugin, 2001).

O desenvolvimento atual das aquisições sísmicas para objetivos rasos e de alta resolução, ainda é incipiente em comparação à sísmica utilizada na indústria de petróleo. A sísmica rasa é, em sua maioria 2D, e utiliza fontes terrestres não invasivas. Entretanto, já ocorrem resultados coerentes que corroboram este método com grande potencial no imageamento da subsuperfície. A sísmica rasa é relativamente de baixo custo, comparada com a sísmica profunda utilizada na indústria petrolífera, e pode ser realizada em locais habitados com fontes não invasivas. Um sistema de aquisição de 24 canais pode ser montado por volta de 50000 US\$. Existe um campo ainda a ser explorado em aquisições deste tipo, principalmente no que diz respeito ao uso de ondas S, como alternativa às ondas P, como principal componente do imageamento.

Considerados por muitos geólogos e geofísicos como uma “arte”, o processamento sísmico é uma etapa complexa. Existem vários algoritmos matemáticos que pretendem melhorar a qualidade das seções sísmicas. O processamento de dados terrestres difere dos marítimos, sendo o primeiro muito mais afetado por ruídos externos. Neste estudo, aquisição é terrestre e de profundidade rasa, classificada como sísmica de alta resolução, devido ao uso de uma faixa de frequência (40-100 Hz) mais alta que a empregada em processamento sísmico profundo (15-40 Hz).

A resolução de uma seção sísmica é consequência de dois fatores principais: o espectro de frequência da fonte sísmica e a razão sinal/ruído. Durante a aquisição foram utilizadas várias maneiras para aperfeiçoar estes dois pilares desse método geofísico, como a soma de tiros na mesma posição, bom acoplamento dos sensores e cuidado para evitar ruídos externos, por exemplo, pessoas caminhando na linha.

Os dados do campo são organizados no domínio do tiro, ou seja, possuem vários traços (um para cada geofone) registrados durante uma posição de tiro comum. Estes registros sísmicos de

campo passaram por vários processos antes de compor uma seção sísmica. Neste estudo foi aplicada a seguinte seqüência:

- Transformação de arquivos de campo em arquivos de processamento;
- Inserção de geometrias de aquisição: São inseridos as coordenadas de ponto de tiro e geofones.
- Retirada de ruídos explícitos: Eliminação de *ground roll* e onda aérea.
- Correção topográfica: A partir da elevação dos Geofones são calculados tempos de correção para reduzir o deslocamento pela topografia.
- Deconvolução do sinal: Neste estudo foi utilizada deconvolução estatística que procura retirar o sinal da fonte sem ter o registro da mesma.
- Filtragem de frequências indesejadas: Eliminação de frequências menores que 20 Hz e maiores que 150 Hz.
- Análise de velocidades: Aplicação de funções tempo/profundidade de acordo com cada agrupamento de traços com ponto comum de reflexão.
- Soma de sinal: Os traços de cada ponto comum de reflexão são somados em um único traço para eliminar ruídos incoerentes e aumentar razão sinal/ruído.

2.5 Simulação de Fluxo

O simulador de fluxo 3D utilizado neste estudo é chamado de *Boast* (Fanchi, 1982) É um programa computacional de domínio público disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. A primeira versão do *Boast* foi lançada no início da década de oitenta sendo, em seguida, desenvolvidas várias versões, a última atualização ocorreu em 1993 e após foi interrompido o desenvolvimento. O programa é executado em ambiente operacional DOS (*Disk Operation System*), utilizando-se microcomputadores convencionais. O programa está dividido em dois módulos principais: o *Boast* que executa a simulação e o *EdBoast* que configura os parâmetros

do reservatório. Essencialmente são utilizados arquivos *ascii* (american standard code for information interchange) para inicialização e geração dos resultados.

Este programa comporta até três fases distintas no fluido, em qualquer proporção. *Boast* utiliza, na simulação, a Lei de Darcy isotérmica em 3D, assumindo que todos os fluidos contidos no reservatório podem ser descritos nas fases óleo, gás e água. As composições das fases são consideradas constantes e as propriedades físicas são modificadas apenas pela variação de pressão. Os mecanismos que podem ser simulados na recuperação dos hidrocarbonetos são: expansão dos fluidos, migração, drenagem gravitacional e inibição capilar. O simulador utiliza o método de diferenças finitas e solução numérica IMPES (*Implicit Pressure-Explicit Saturation*). Ele contém técnicas de solução direta quanto iterativas (LSOR - *line-successive overrelaxation*) para resolver as equações. As características de modelagem deste simulador são adequadas tanto para um reservatório real como para um estudo de análogos.

As formulações matemáticas e resoluções numéricas não são diretamente acionadas pela interface do simulador. Todas as operações e resultados ocorrem de forma seqüencial e automática. Entretanto, alguns conceitos matemáticos dos simuladores de fluidos são classicamente utilizados.

Os métodos mais antigos da engenharia de petróleo admitiam o reservatório como um único elemento, utilizando as propriedades médias e não considerando as variações espaciais e temporais. Com o advento da simulação numérica foi possível detalhar o reservatório em elementos menores com propriedades individualizadas em ambientes computacionais 3D.

A simulação numérica de fluxo em meios porosos passou a incorporar modelos geológicos que permitem testar regiões com propriedades de rocha e fluidos diferentes. As respostas aos problemas da dinâmica do fluxo passaram a ser obtidas através da resolução de equações para cada elemento ou bloco de simulação.

Antes da simulação em si, deve ser construído um modelo matemático que represente a geologia do local em termos de permoporosidade. Mas além destes valores básicos, alguns outros aspectos podem ter importância para a análise dos resultados da simulação:

- Caracterização do modelo geológico: utilização de vários dados como mapas sísmicos convertidos em profundidade, perfis de poços, testemunhos, conhecimento dos sistemas deposicionais e, como neste estudo, a analogia com afloramentos.
- Caracterização do modelo hidráulico: investigação da continuidade do reservatório, fraturas, direções preferenciais de fluxo, barreiras de transmissividade e comunicação vertical. Estas informações podem ser obtidas através da análise de testes de formação e produção ou diretamente em afloramentos ou interpretação sísmica.
- Coleta e análise dos dados petrofísicos e de fluidos: as amostras obtidas de testemunhos ou em campo para realizar ensaios de permeabilidade, porosidade e pressão capilar. Mas também é possível utilizar valores de modelos padronizados ou exemplos que já estão contidos nos programas de simulação.

Os trabalhos de modelagem de análogos, em geral, não possuem todas as informações da lista anterior porque são normalmente executados em universidades e não contam com informações consideradas sigilosas nas empresas de exploração de petróleo. Como por exemplo, testes de produção que pressupõem um reservatório previamente perfurado. Mas valores de reservatórios já estudados podem ser utilizados na simulação de fluxo quando os resultados serão analisados de forma qualitativa e não quantitativa. Um exemplo qualitativo é o caso deste estudo que serão comparadas simulações de fluxo no mesmo modelo 3D com diferenças apenas nos comportamentos hidráulicos das fraturas.

Esta tese não trata diretamente da matemática envolvida na simulação de fluxo, as equações consideradas como básicas para este fim podem ser consultadas em Rosa *et al.* (2006). Estes autores reúnem em um único volume os conceitos fundamentais para o entendimento das técnicas utilizadas na engenharia de reservatórios de petróleo.

A formulação matemática da simulação numérica consiste nas equações governantes do fluxo em meios porosos. Os dois principais tipos de simulações são: modelagem composicional e modelagem *Black-Oil*.

- Modelagem composicional: considera a existência de mais de dois componentes de hidrocarbonetos e é indicada para a simulação de gás condensado, óleo volátil e injeção de fluídos miscíveis.
- Modelagem *Black-Oil*: considera apenas dois componentes de hidrocarbonetos, representados pelo óleo e pelo gás que pode ser livre ou solúvel na fase óleo.

Os modelos *Black-Oil*, são mais simples do que os composicionais, resolvem a maioria dos problemas na indústria do petróleo. Os modelos *Black-Oil* utilizam três fases: gás, óleo e água, sendo que o óleo e a água encontram-se sempre na fase líquida, enquanto o componente gás pode estar livre na fase gás ou dissolvido no componente óleo. Neste estudo, foi utilizado um programa de simulação de fluxo (*Boast*) que utiliza a formulação *Black-oil*.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Testemunhos de Sondagem

Na área de estudo foi perfurado um poço raso (TR-01, UTM zona 22, 601700X 7203800Y) com recuperação de testemunho (Kraft, 2004). Este poço e características descritas dos testemunhos foram agora correlacionados com a sísmica adquirida na área. Pois, refletem bem a área como um todo uma vez que a variação lateral das camadas e a topografia são suaves.

Na descrição macroscópica dos testemunhos do poço TR-01, para correlação com a interpretação das variações sísmicas, foram definidas as seguintes características: espessura do intervalo, granulometria predominante, estruturas sedimentares, porosidade aparente, perfil de variação granulométrica vertical, arredondamento, esfericidade, cor, composição mineralógica e cimento.

Ao todo, foram descritos macroscopicamente 59,70 m de testemunhos de sondagem. A descrição procedeu de maneira linear, atentando às características comuns visíveis macroscopicamente. Os testemunhos estão organizados em caixas de um metro de comprimento por cerca de 40 cm de largura, dividida em quatro compartimentos que contem as amostras (Figura 9). As porções do testemunho que apresentam características semelhantes foram agrupadas em intervalos.



Figura 9– Armazenamento e organização dos testemunhos de sondagem.

A descrição foi realizada retirando parte do testemunho de sondagem da caixa, demarcando o topo através de uma marca no testemunho. Em seguida, com a ajuda de uma lupa de bolso, observaram-se as características da rocha. Definido um intervalo de características semelhantes registra-se a espessura do mesmo. Para a granulometria do intervalo analisado foi utilizado um canivete para escarificar a rocha sobre uma escala granulométrica. O material retirado da rocha é colocado sobre a escala granulométrica e com a ajuda da lupa identifica-se a granulometria comparando os grãos com o padrão impresso na escala granulométrica (Figura 10).

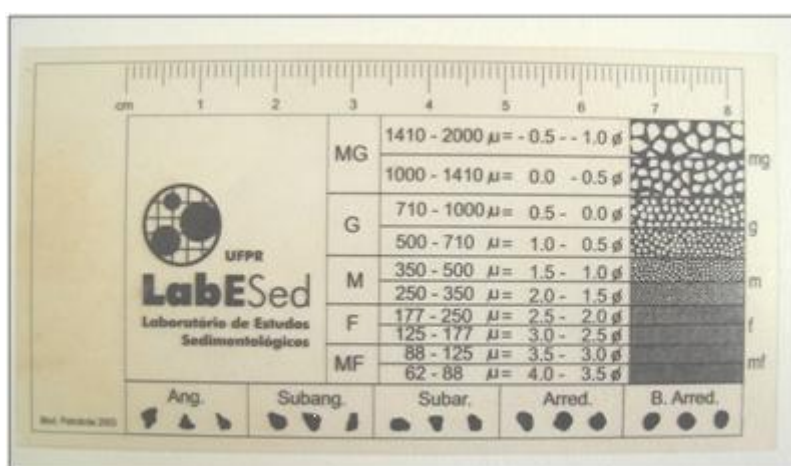


Figura 10 – Fotografia da escala de apoio para determinação visual da granulometria.

3.2 *Peso específico aparente*

Denomina-se peso específico aparente de uma amostra ao resultado da divisão do peso pelo volume total. Sendo que o volume total é a somatória do volume de todos os sólidos com o volume dos poros. O volume de poros pode estar preenchido com ar e ou também água, mesmo após a amostra passar por secagem em estufa. Um método simples para a determinação do peso específico aparente é a Balança de Arquimedes (Figura 11), baseado no princípio homônimo, que estabelece que um sólido com volume V , quando mergulhado em um fluido, gera um aumento do peso do fluido numericamente igual ao volume da amostra.

Os seguintes materiais foram utilizados durante os ensaios de peso específico aparente:

- 500 g de parafina sólida;
- Álcool;
- Panela;
- Recipiente para “banho maria”;
- Fogareiro;
- Balança de precisão em gramas (três casas decimais);
- Um copo de Becker;
- Água destilada;
- Faca;
- Fio elétrico de volume desprezível (para prender a amostra);
- Suporte para prender a amostra;
- Estufa (para secagem da amostra);
- Bandeja para secagem e repouso das amostras.

No procedimento são medidos os pesos da amostra seca (P_a = peso seco), o peso do copo de *Becker* com água suficiente para encobrir a amostra (P_c = peso do copo com água), o peso do copo de *Becker* com a amostra toda mergulhada (P_{ca}). O empuxo, que é igual ao volume da amostra é obtido diminuindo o P_{ca} do P_c . O peso específico aparente é obtido através da fórmula:

$$\textit{peso específico aparente} = \frac{P_a}{P_{ca} - P_c}$$



Figura 11 – Exemplo do método de Balança de Arquimedes.

Entretanto, para rochas com porosidade maior que 7% deve-se atentar para um recurso que impermeabilize a superfície da amostra evitando que a água (ou outro fluido) penetre adulterando o valor do volume. Uma forma prática de executar a impermeabilização é com parafina derretida aplicada com pincel ou por imersão da amostra. Desta forma o componente P_a da formula geral da Balança de Arquimedes (*peso específico aparente* = $\frac{P_a}{P_{ca}-P_c}$) deve ser considerado o volume e peso de parafina ao redor da amostra. Este peso (P_p) é calculado através da subtração do peso da amostra com parafina (P_{cp}) pelo peso da amostra sem parafina (P_{sp}). Com a razão do valor desta subtração pela densidade da parafina (D_p - em geral é fornecida junto da embalagem ou obtida através de método de Balança de Arquimedes) é obtido o volume de parafina na amostra (V_{pa}):

$$V_{pa} = \frac{(P_{cp} - P_{sp})}{D_p}$$

Portanto a correção pela presença da parafina na Balança de Arquimedes pode ser executada adicionando as variáveis V_{pa} , P_{cp} e P_p na equação geral:

$$\text{peso específico aparente da amostra} = \left(\frac{P_{cp} - P_p}{(P_{ca} - P_c) - V_{pa}} \right)$$

A preparação da amostra para obtenção da densidade aparente consistiu em oito etapas (Tabela 1, de A até H). A primeira etapa foi quebrar os testemunhos com um formão e martelo para retirar um fragmento de cerca de 1 cm³ (A e B). Estes fragmentos foram colocados em uma estufa a 50° C por 12 horas (C).

As amostras foram pesadas (D) e preparadas para a imersão na parafina com um fio muito fino de volume desprezível (E).

Para verificar a densidade real da parafina utilizada (na embalagem não havia indicação), foi realizado um ensaio de densidade com uma amostra de parafina, sendo obtido o valor de 0.87 g/cm³. Segundo lojas de comercialização de parafina, a densidade de várias marcas disponíveis no mercado pode variar segundo o lote ou mesmo segundo a marca.

Para a realização da imersão na parafina foram utilizadas 500 g de parafina sólida que foram derretidas com o auxílio de um recipiente para “banho maria”, uma panela e um fogareiro a álcool. Em seguida, as amostras foram imersas na parafina para que a água destilada não penetrasse na amostra. Este procedimento de impermeabilização garante em um curto prazo que a rocha seja realmente seca e a água não contamine porosidade. A amostra presa ao fio foi mergulhada na parafina líquida (F), retirada em seguida e colocada em um recipiente para esfriar. A amostra estará pronta para o ensaio quando a superfície coberta por parafina ficar resistente ao toque, o que acontece em alguns segundos.

Após a imersão na parafina, as amostras foram novamente pesadas (G) com o objetivo de determinar o volume de parafina absorvido.

Posteriormente, as amostras foram mergulhadas no copo de Becker com água destilada (H). O copo de *Becker* com água destilada foi previamente pesado. Este processo deve ser realizado em

poucos segundos. Apesar de a parafina recobrir a superfície da amostra, a olho nu, ainda deve ocorrer microporosidade ou rachaduras que podem ocasionar infiltração de água. Algumas amostras que, durante este procedimento, ficaram submersas por muitos segundos apresentaram variação na leitura da balança. Para evitar a infiltração de água foram selecionadas novas amostras, dos intervalos que apresentaram erro, que foram novamente impermeabilizadas, mas desta vez, com mais tempo de imersão na parafina e menos tempo imerso na água destilada, resolvendo o problema.

O aumento de peso observado, em gramas, do conjunto copo de *Becker*, água destilada e amostra submersa corresponde numericamente ao volume da amostra em cm^3 . Para obter o valor correto é necessário que a amostra esteja totalmente submersa e que não haja contato entre a amostra e o copo de *Becker*.

Tabela 1 –Procedimentos de A até H para impermeabilização de amostras com parafina.



A- Obtenção de fragmentos.



B- Amostras preparadas para secagem.



C- Amostras na estufa para secagem.



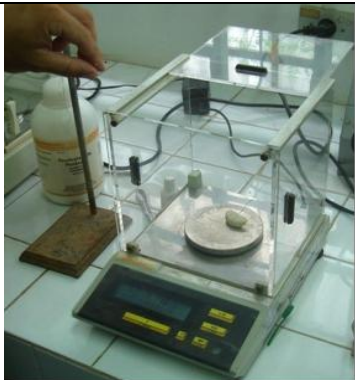
D- Pesagem da amostra em balança de precisão.



E- Preparação da amostra para a imersão na parafina com auxílio de um filamento de cobre.



F - Imersão da amostra em parafina derretida.



G - Amostra parafinada na balança.



H – Amostra imersa em água destilada.

3.3 Sísmica de reflexão

Na área de estudo, 30 seções sísmicas foram levantadas perpendicularmente aos principais lineamentos de direção N10E e cinco seções com direções oblíquas variadas para amarração das interpretações. As linhas foram dispostas com espaçamento médio de 40 m entre si e sua distribuição planejada para cobrir a maior parte do topo dos afloramentos. A Figura 12 mostra o arranjo das linhas sísmicas, o qual levou em conta a topografia e os objetivos geológicos como fraturas e geometrias sedimentares.



Figura 12- O arranjo sísmico na área de estudo. Realçadas em tracejado linhas sísmicas LD5 (N-S) e L14 (E-W).

3.3.1 Aquisição sísmica

Após o planejamento e demarcação topográfica das linhas no terreno, pôde-se iniciar a aquisição dos dados sísmicos. Fatores climáticos, que produzem ruídos, deterioram a qualidade do sinal prejudicando a relação sinal/ruído. Por exemplo, ruídos provocados por gotas de chuva nem sempre conseguem ser eliminados ou minimizados pelo processamento.

A área estudada não é ocupada, sendo coberta por vegetação rasteira e pequenos arbustos, características que são favoráveis para a execução de um levantamento sísmico.

Durante os levantamentos foi necessária a inclusão de dois equipamentos não usuais numa campanha sísmica, ou seja, a furadeira industrial e trado manual (Lonardelli, 2004). Neste estudo, a principal fonte de energia sísmica (rifle sísmico) necessitava de um furo com quatro centímetros de diâmetro por cerca de trinta centímetros de profundidade. Quando a posição de tiro ocorria em solo, o problema foi facilmente resolvido com um trado manual, mas muitas vezes ocorriam sobre rocha ou solo pouco espesso. O sistema mais prático foi a utilização de um gerador a gasolina e uma furadeira industrial, com broca para perfuração de rochas, o que afetou negativamente o tempo e a logística na preparação das linhas.

Uma maneira de contornar este problema em algumas linhas foi a mudança para uma fonte de superfície não invasiva, no caso a queda de uma barra metálica de 35 kg acelerada por elásticos. Este sistema é recomendado devido a possibilidade de repetição do sinal, melhorando consideravelmente a razão sinal/ruído com a soma de tiros no mesmo ponto. Em contrapartida, a massa do sistema atrapalha, como na transposição de obstáculos no terreno, pois possui mais de 100 kg. Além disso, a montagem envolve pelo menos três pessoas mais o auxílio de macacos mecânicos. A alternativa de usar uma marreta como fonte foi descartada devido a baixa repetibilidade e do desgaste físico do operador.

As linhas sísmicas utilizadas efetivamente na modelagem são totalmente adquiridas com a fonte do tipo “rifle sísmico”. Os resultados obtidos com as linhas que utilizaram a fonte do tipo “queda de peso” foram promissores. Entretanto, a localização destas linhas não coincidia com a área

de melhor qualidade geral, e portanto, não tinham correlação direta com as melhores seções interpretadas.

O arranjo utilizado possuía 96 canais ativos, com espaçamento de dois metros para geofones e quatro metros para pontos de tiro. Os pontos de tiro são no mesmo ponto dos geofones com um espaçamento de seis metros para o primeiro geofone ativo. O lanço total possui 198 metros com multiplicidade média de 2400%.

3.3.2 Projeto de interpretação sísmica

As seções sísmicas inseridas no projeto de interpretação (Figura 13) devem conter em seu cabeçalho, ou num arquivo auxiliar, as coordenadas planas baseadas num datum geodésico conhecido. Como este estudo tratou de dados de alta resolução é de fundamental importância que o sistema de coordenadas e o datum escolhido sejam o mesmo para as informações georreferenciadas. A mesclagem de dados de uma área geográfica comum, mas com datum diferente pode acarretar em erros de vários metros, obliterando as interpretações futuras. Como estamos trabalhando no Brasil, sugere-se a utilização do Datum Sirgas 2000, ou WGS84. Os arquivos sísmicos em sua grande maioria são armazenados no formato de codificação SEG Y (formato padrão de sísmica), definido pela SEG (*Society of Exploration Geophysicists*).

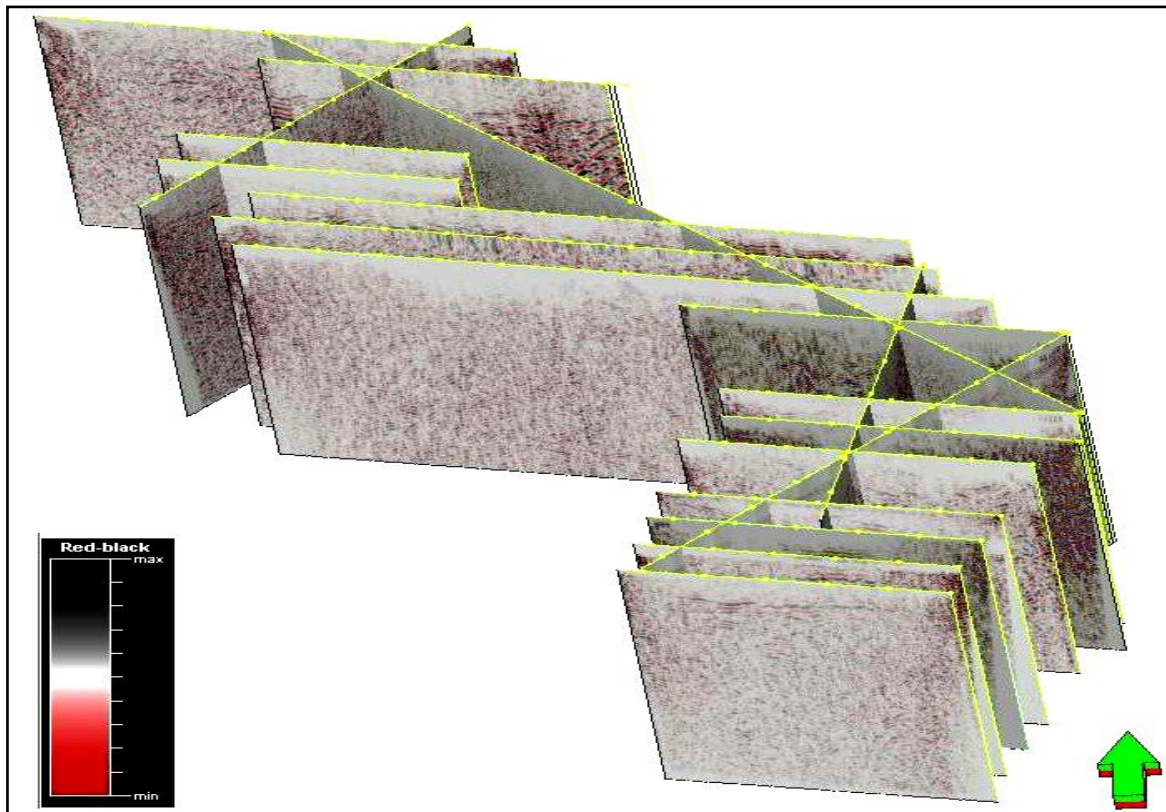


Figura 13 - Visão 3D esquemática das linhas sísmica da área de estudo. A linha mais longa tem cerca de 1km de comprimento. A escala de cor representa valores de amplitudes sísmicas. Notar que os contrastes sísmicos nas linhas são muito baixos, produzindo imagens com baixa nitidez

O número de *bits* escolhido pode ser 8 (cada *bit* contém duas combinações, como por exemplo 0 ou 1, sendo 8 *bits* igual a $2 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2$ combinações, ou dois elevado a oito que é igual a 256 combinações) para realizar interpretação sísmica 256 tons produzem uma imagem sísmica com bastante contraste dos horizontes. O número de bits pode ser 32 (ou seja dois elevado a 32 que é igual a mais de quatro bilhões de combinações) para geração de atributos, pois a cada processo matemático, aplicado ao dado sísmico, informações podem ser excluídas devido a insuficiência de níveis da codificação em 8 bits. Entretanto, quanto maior o número de bits, maior será a capacidade computacional exigida. Mas, no caso de sísmicas rasas, mesmo com 32 bits, os arquivos digitais são pequenos, e um PC de médio porte gerencia as informações com eficiência.

Normalmente a codificação de dados sísmicos segue o padrão definido pela SEG, o que pode variar é a posição das informações necessárias para carregar o dado. Essas posições estão contidas no cabeçalho ou "*header*". Nos programas se pode numerar cada local como "*byte position*" ou "*byte location*". A SEG define inúmeros "*byte positions*" e alguns são imprescindíveis

para o correto carregamento dos dados sísmicos. Para um dado 2D o “Common Mid Point” (CMP) e o “*shot position*” e para um dado 3D além dos dois anteriores a informação do “*Inline*” ou “*Crossline*” são importantes. O dado de navegação normalmente também pode ser inserido via cabeçalho, ou posteriormente com um arquivo de navegação, mas no sistema de interpretação Petrel (Schlumberger, 2004) é recomendado que as coordenadas geográficas sejam inseridas no processamento.

Usualmente, quando carrega um dado sísmico novo é realizado um “*dump*” (listagem do conteúdo de um arquivo) no arquivo SEGY. Esta ação mostrará na forma de lista de números os valores contidos no “*header*” (cabeçalho da sísmica contido no arquivo SEGY). Estes números extraídos do arquivo devem ser analisados quanto a sua coerência e determinados se as posições de “*byte location*” padrão estão respeitadas.

De maneira geral, as linhas sísmicas foram distribuídas de modo a manter, sempre que possível, um espaçamento igual entre linhas. O espaçamento médio entre linhas foi de 40 m de acordo com o tempo e recursos humanos disponíveis para a aquisição. A orientação foi N80W, perpendicular ao sistema de fraturas dominante (N10E) no intuito de visualizar preferencialmente o caráter tectônico deste reservatório análogo fraturado. No entanto, algumas linhas de controle com sentido oblíquo, também foram levantadas para amarração de refletores entre linhas e imageamento dos outros sistemas de fraturas. No intuito de visualizar uma comparação da sísmica diretamente com feições do relevo, principalmente com as fraturas, foi criada uma figura esquemática com as seções sísmicas e uma fotografia aérea da área do levantamento (Figura 14). O alinhamento das rochas na direção aproximada N10E é visualizado melhor nas escarpas da área de estudo.

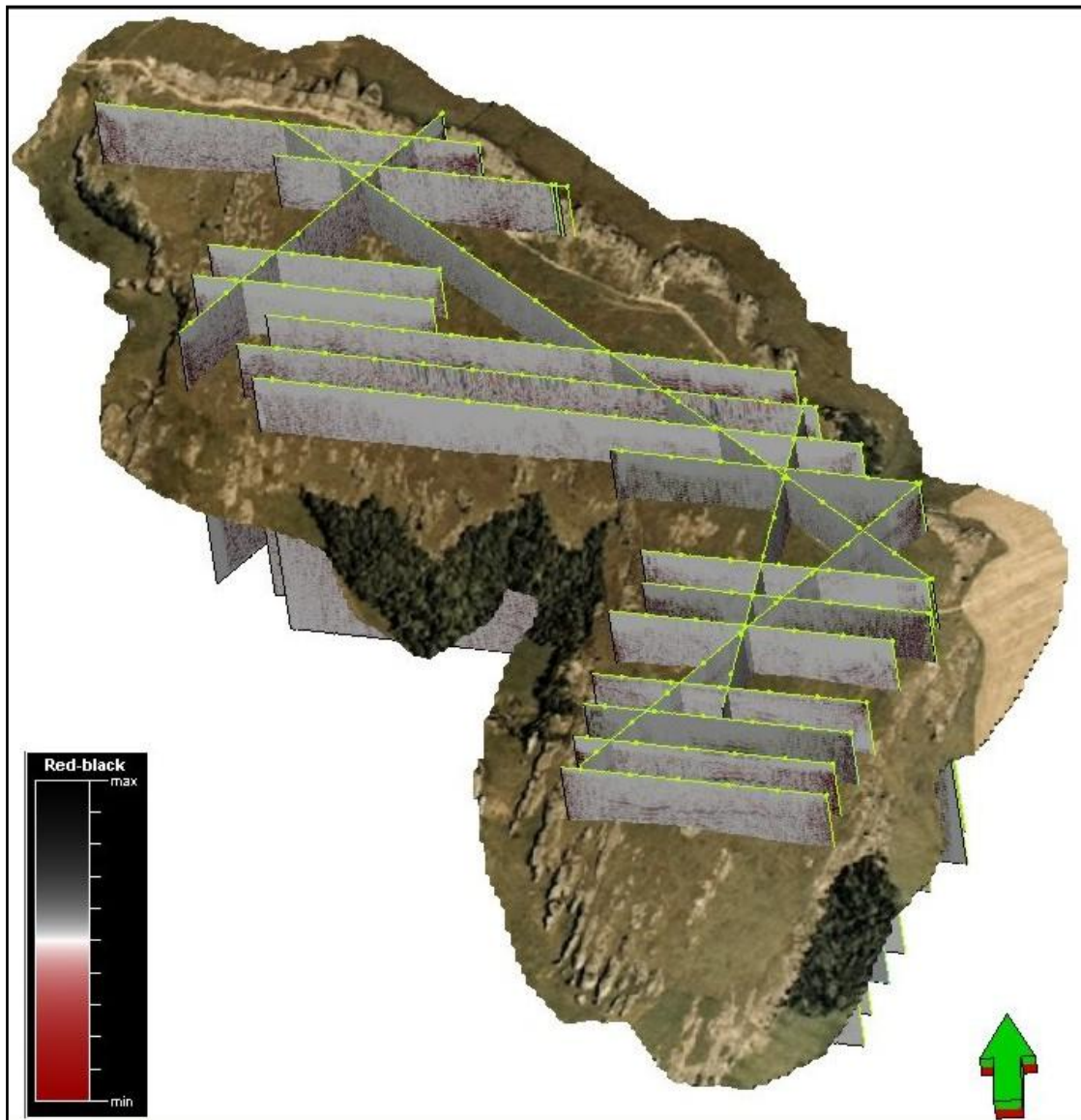


Figura 14 – Visão esquemática em 3D da foto aérea da área de estudo, adaptada ao domínio do tempo, para correlação com as seções sísmicas. Seções em sua maioria de direção N80W e lineamentos das fraturas de direção aproximada N10E. As fraturas são mais visíveis nas escarpas norte e sul da área de estudo. A escala de cor representa valores de amplitudes sísmicas. Norte indicado aproximado pela seta na cor verde.

3.3.3 Interpretação de seções sísmicas

A interpretação de horizontes e fraturas em seções sísmicas é normalmente realizadas com o auxílio de janelas de visualização 2D. Os programas computacionais oferecem a possibilidade de interpretação em janelas 3D. Entretanto, com a prática foi observado que o intérprete pode facilmente ser direcionado a traçados errados devido à terceira dimensão em um monitor de duas dimensões. O artifício de salas de visualização 3D em contrapartida deve incrementar a facilidade da interpretação e obter resultados finais de um arcabouço geométrico em um menor tempo. Neste

estudo, as seções sísmicas 2D tiveram sua distribuição de implantação no terreno dispostas principalmente de forma paralela, com algumas transversais de amarração. Em um modelo análogo de reservatório as rochas estudadas em sua maioria têm origem sedimentar, e no contexto específico do reservatório podem ter a geometria dos estratos subparalelos com pouca variação de mergulho. Desta premissa, o arranjo de linhas sísmicas paralelas permitirá o acompanhamento de um horizonte sísmico em posições muito semelhantes do eixo vertical, seja em tempo ou em profundidade.

Os critérios utilizados para a separação dos horizontes foram os refletores contínuos que limitavam padrões sísmicos diferenciados. A Figura 15 mostra as feições marcantes entre cada horizonte que durante a interpretação sísmica auxiliaram na divisão vertical. As fraturas foram interpretadas como sendo descontinuidades em inflexões dos refletores (Bartoszeck *et al.*, 2008).

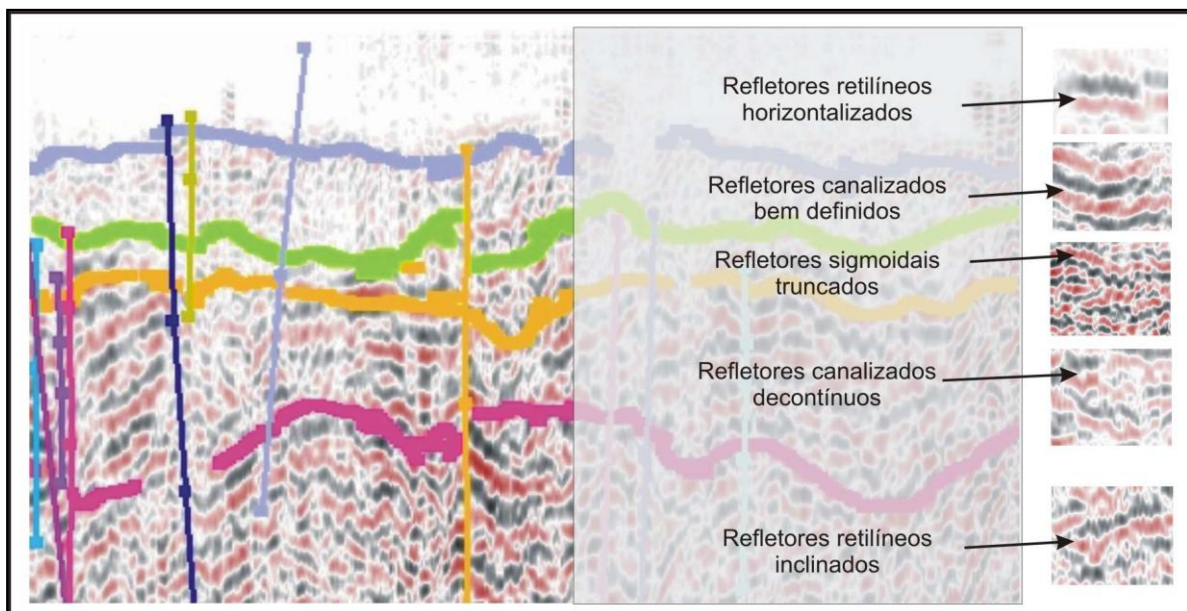


Figura 15 – Exemplos de critérios para interpretação de horizontes sísmicos (Bartoszeck *et al.*, 2008).

Bartoszeck *et al* (2008) observaram em dois exemplos de linhas sísmicas interpretadas (localização na Figura 12) que a qualidade do dado é baixa. Entretanto, alguns refletores de 30 a 130 ms, os quais observados em apenas uma seção sísmica seriam muito duvidosos, mas quando ocorrem repetições destes mesmos refletores ou padrão de reflexões em seções próximas tende a fundamentar a interpretação e conotação geológica destes eventos.

3.4 Parâmetros da simulação de fluxo

Os parâmetros aqui apresentados representam um exemplo funcional de simulação de fluxo a partir dos dados petrofísicos 3D. O programa *Boast* possui interface muito simplificada, sendo que o usuário iniciante tem dificuldades para identificar as causas de erro e aborto do programa. O módulo de entrada dos parâmetros é denominado *EdBoast* e é acessado de forma independente do módulo *Boast* de simulação.

Como este estudo utiliza dados de modelo análogo não existem informações disponíveis sobre o comportamento do reservatório de hidrocarbonetos. Mas, visando a análise qualitativa da influência das fraturas no reservatório os dados do domínio do reservatório real podem ser substituídos por valores de um modelo similar. Desta forma, foi utilizado um exemplo do *Boast* como base numérica de parâmetros. Este modelo similar é um reservatório de gás com influxo de aquífero de água.

Será apresentado uma série de gráficos, relacionados com o simulador, que foram gerados com parâmetros do exemplo contido no *Boast*. Não foi possível utilizar valores de um reservatório conhecido e análogo devido a indisponibilidade destas informações na atual fase do trabalho.

O simulador *Boast* organiza no espaço as informações do reservatório utilizando um *grid* de células (*cellular grid*). Este arranjo espacial é construído em um espaço retangular e cada célula estará conectada a sua vizinha através de um endereço IJK. Este *grid* celular é utilizado por engenheiros de reservatório para simular o fluxo de hidrocarbonetos dentro do reservatório. As células recebem propriedades como porosidade, permeabilidade, saturação de óleo, etc, que controlaram a localização e volume do fluxo vigente. A localização de poços será baseada da mesma forma, utilizando o endereço IJK para cada posição de sua trajetória. Esta maneira de organizar os dados, para os simuladores de fluxo, tem razão de ser porque o movimento de fluídos é rastreado computacionalmente de uma célula para outra. E este movimento intercelular é realizado em um passo de tempo pré-determinado, por exemplo, um dia, um mês, um ano ou qualquer período que se deseja simular o reservatório.

A simulação no *Boast* apenas pode ser realizada utilizando coordenadas do tipo II, JJ, KK sendo que cada trio corresponde a posição espacial da célula em relação a linha/coluna/altura no modelo 3D. Sendo que I “um” está no canto inferior esquerdo (quando olhamos uma fatia em planta), J “um” também no canto inferior esquerdo e K “um” a camada superior. Portanto uma célula qualquer do modelo de simulação no *Boast* sempre será referenciada a uma localização como, por exemplo: I2,J5,K7, ou seja segunda linha, quinta coluna da sétima camada de cima para baixo.

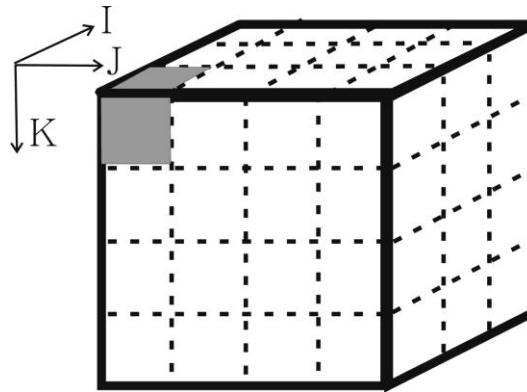


Figura 16 – Grid celular de endereço IJK . I1J1K1 realçado na cor cinza. Setas indicam sentido de incremento de endereços.

No *EdBoast* os parâmetros de dimensão utilizados para a simulação foram 19x36x6 de IJK com 30x30x10 pés de tamanho cada célula locados a 4000 pés de profundidade.

Para cada um dos seis níveis (6 K's) utilizados foram inseridos os valores de porosidade e permeabilidade absoluta de cada célula. A Figura 17 mostra a tela inicial do *EdBoast* para este procedimento. Os valores de porosidade foram iguais para todos os testes, apenas os valores de permeabilidade absoluta foram alterados nas células afetadas em cada situação de comportamento das fraturas.

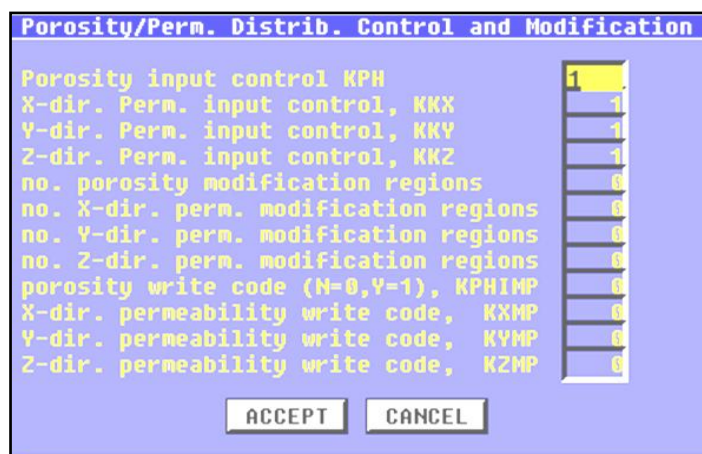


Figura 17 - Valores de porosidade e permeabilidade utilizados nos testes de simulação, sendo valor 0 indicativo de mesmo valor para todo o espaço.

Basicamente, a tela da Figura 17 apresenta as definições se o modelo apresentará variações de valores de permoporosidade em xyz (equivalente a IJK). Existe a possibilidade de aplicar valores diferenciados por “regiões”, mas no caso deste estudo foram apenas definidos que cada nível K teria uma tabela de valores (arquivos .cvs). Ou seja, o reservatório foi considerado isotrópico para as permeabilidades absolutas de cada célula. Para isso basta sinalizar com o valor “1” nas quatro primeiras linhas e manter “0” nas restantes. E assim serão requisitado três arquivos de permeabilidade absoluta para cada camada (K), e devem ser indicados os mesmos arquivos para manter a isotropia. Caso fosse indicado o valor “1” apenas no “KKX” e “0” no restante o programa *Boast* iria requerer apenas um arquivo de permeabilidade absoluta para cada camada (K) e tornaria o valores em “y” e “z” constantes e únicos para todas células. Em muitas opções do *Boast* os valores “0” e “1” representam “sim” e “não”, respectivamente.

Após a definição das propriedades do arcabouço geológico/geométrico do reservatório, devem-se determinar quais são as condições físicas de início dos fluidos. Estas condições normalmente são relacionadas com a pressão do reservatório, e são inseridas em simuladores através de tabelas e gráficos. Quando se possui apenas a propriedade física de um dos fluidos pode-se utilizar o artifício de tabelas/gráficos de correlação para se obter as outras fases presentes no reservatório.

Os parâmetros são divididos em dois grandes temas: a saturação e os parâmetros PVT (Pressão, Volume e Temperatura). Parâmetros adicionais que controlam o tempo/execução e a locação de poços para a simulação são determinados no final da seqüência.

A saturação visa definir a quantidade de cada fluido no meio poroso através de frações que cada um ocupa em relação ao total da porosidade. As somas das saturações individuais deve ser igual a 1 ou 100%. A vazão de um fluido em um meio poroso é diferente da vazão do mesmo fluido quando em presença de outros fluidos. A vazão “efetiva” de um fluido significa que ele está em movimento de forma conjunta e, quando está de forma isolada é a vazão “absoluta”. A razão entre a “efetiva” e a “absoluta” é chamada de vazão “relativa”. Devido a essas características as curvas de permeabilidade relativa podem ser descritas como característica do reservatório a ser simulado.

As funções de saturação mostram a permeabilidade relativa para cada fluido. Os parâmetros de saturação das três fases (óleo, gás e água) foram utilizados conforme as Figura 18, Figura 19 e Figura 20.

Three-phase Oil Relative Permeability Option							
N	SAT	KROW	KRW	KRG	KROG	PCOW	PCGO
1.	0.000	0.00000	0.0000	0.00000	0.000	0.000	0.000
2.	0.020	0.00000	0.0000	0.00000	0.000	0.000	0.000
3.	0.120	0.00000	0.0000	0.02000	0.000	0.000	0.000
4.	0.200	0.00000	0.0200	0.06000	0.000	0.000	0.000
5.	0.300	0.00000	0.0400	0.20000	0.000	0.000	0.000
6.	0.400	0.03000	0.0700	0.46000	0.000	0.000	0.000
7.	0.500	0.09000	0.1200	0.70000	0.000	0.000	0.000
8.	0.600	0.17000	0.1800	0.87000	0.000	0.000	0.000
9.	0.700	0.30000	0.2700	0.91000	0.000	0.000	0.000
10.	0.800	0.50000	0.5100	0.94000	0.000	0.000	0.000
11.	0.800	0.75000	0.7100	0.97000	0.000	0.000	0.000
12.	1.000	1.00000	1.0000	1.00000	0.000	0.000	0.000

KROG used only for 3-phase oil calculations, KROW & KRW represent a water-oil system while KROG & KRG represent a gas oil system.

Number of entries to relative perm. table

Three-phase calculation, (Yes=1, No=0)

Irreducible water saturation, fraction

ACCEPT CANCEL

Figura 18 - Opções de permeabilidade relativa para óleo com três fases. SAT- Saturação, KROW – vazão relativa entre óleo e água , KRW- vazão realtiva da água , KRG – vazão relativa do gás , KROG – vazão relativa entre óleo e gás , PCOW – pressão no contato óleo-água , PCGO – pressão no contato gás-óleo.

Rel. Perm. & Capillary Press. Table region 1 (Page 1)							
SAT	KROW	KRW	KRG	KROG	PCOW	PCGO	Accept
0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.000000	1
0.02000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.000000	2
0.12000000	0.00000000	0.00000000	0.02000000	0.00	0.00	0.000000	3
0.20000000	0.00000000	0.02000000	0.06000000	0.00	0.00	0.000000	4
0.30000000	0.00000000	0.04000000	0.20000000	0.00	0.00	0.000000	5
0.40000000	0.03000000	0.07000000	0.46000000	0.00	0.00	0.000000	6
0.50000000	0.09000000	0.12000000	0.69999999	0.00	0.00	0.000000	7
0.60000000	0.17000000	0.18000000	0.87000000	0.00	0.00	0.000000	8
0.69999999	0.30000000	0.27000000	0.91000000	0.00	0.00	0.000000	9
0.80000000	0.50000000	0.50999999	0.94000000	0.00	0.00	0.000000	10
0.88000000	0.75000000	0.70999999	0.97000000	0.00	0.00	0.000000	11
1.00000000	1.00000000	1.00000000	1.00000000	0.00	0.00	0.000000	12

Figura 19 - Tabela de pressão capilar e permeabilidade relativa para a região 1.

Uma característica destes gráficos de permeabilidade relativa (Figura 20) consiste na localização da intersecção das curvas em relação ao valor 0,5 ou 50% do eixo da saturação. Se o fluido for a água e a intersecção estiver em valores menores que 0,5 significa que o óleo tem molhabilidade maior. Entretanto, para intersecção com valores maiores que 0,5, significa que a água tem maior molhabilidade. Como interpretação destes gráficos é possível estipular qual fluido tem a maior ou menor capacidade de formar um fluxo. Quanto maior for a molhabilidade menor será a capacidade de fluxo, e em caso de saturações baixas a produção será menor. As curvas de permeabilidade relativa são uma forma de simplificar o reservatório que na realidade deveria ser simulado com uma dessas curvas para cada litotipo ou faciologia existente.

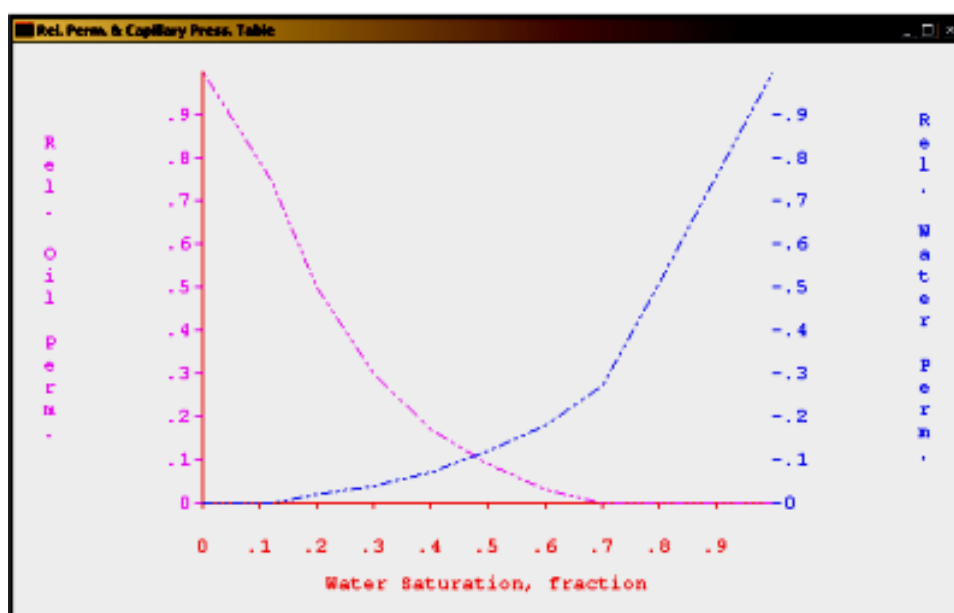


Figura 20 - Gráfico de permeabilidade relativa para água/óleo utilizado neste trabalho.

Durante a produção de hidrocarbonetos em um reservatório, as condições de pressão deste variam devido a retirada dos fluidos. Estas variações de pressão ocasionam mudanças no estado físico dos componentes presentes na mistura de hidrocarbonetos e água. Uma forma de representar numericamente estas variações em cada tipo de fluido consiste nos gráficos Pressão-Volume-Temperatura ou simplesmente PVT.

Estes gráficos são resultados de análises laboratoriais como: composição de fluidos, pressão de bolha, razão óleo/gás (GOR – *Gas/oil ratio*), fator volume-formação das fases dos hidrocarbonetos (FVF – *Formation Volume Factor*), viscosidade em condições de reservatório, densidade em condições de reservatório, entre outros. Estes ensaios de laboratório visam extrair informações com amostras reais dos poços e de como seria o ambiente interno do reservatório e assim simular, mais fidedignamente, o comportamento de fluxo.

Entre as propriedades físicas dos fluidos, a viscosidade é afetada pelas variações de pressão e temperatura. Como o simulador *Boast* considera o reservatório com temperatura constante, apenas a pressão é utilizada. Entretanto, para manter o padrão de nomenclatura usual os nomes dos gráficos continuarão sendo chamadas PVT e não apenas PT neste estudo.

As relações entre pressão, volume e temperatura para as rochas e fluídos são representadas em formas de tabelas que irão orientar o simulador para determinar o estado inicial do reservatório. Estes parâmetros no *Boast* são divididos em óleo, água, gás, densidade, PVT insaturado e pressão de saturação.

Os parâmetros PVT do óleo foram determinados de acordo com as figuras Figura 21, Figura 22 e Figura 23.

P	MVO	BO	RSO	Accept
14.7	1.0399999	1.0000000	0.00	1
4014.7	0.2029999	1.0000000	0.00	2

Figura 21 - Propriedades de pressão e volume para o óleo. P – Pressão, MVO – Viscosidade do óleo, BO – FVF do óleo saturado , RSO – razão gás/óleo saturado em solução .

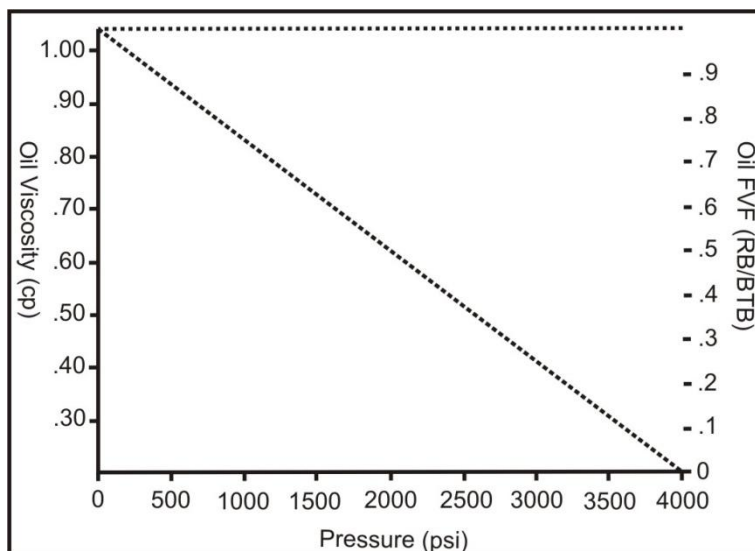


Figura 22 - Gráfico de pressão do óleo, viscosidade e FVF (Fator Volume Formação – quanto que o hidrocarboneto irá modificar seu volume em superfície comparado com subsuperfície).

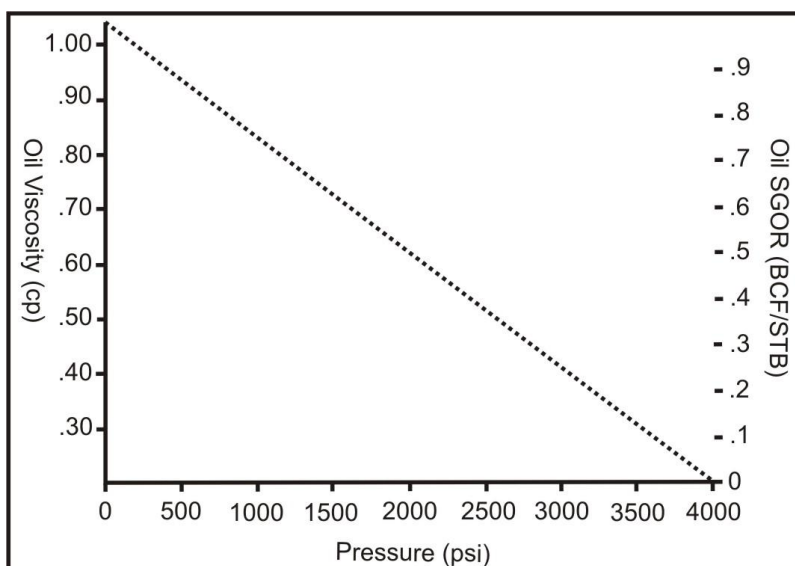


Figura 23 - Gráfico de pressão do óleo e SGOR (solution gas oil ratio).

Como os dois gráficos de pressão do óleo possuem curvas descendentes supõe-se que a condição do reservatório apresenta valores acima da pressão de bolha. Ou seja, após a pressão em que o gás já começou a dissociar do óleo. E para o óleo restante quanto maior a pressão menor será a viscosidade do mesmo.

Informações sobre a água presente num reservatório são fundamentais para que o simulador tenha proximidade da realidade no comportamento dos hidrocarbonetos. A água sempre estará presente no reservatório nas mais variadas quantidades. Ela pode estar na forma de um aquífero de água pura ou mesmo nos poros em meio aos hidrocarbonetos.

Os parâmetros aplicados para PVT da água aplicados no procedimento de simulação de fluxo são apresentados nas figuras Figura 24 e Figura 25.

P	MUW	BW	Accept
14.7	0.50000000	1.01900005	1
1014.7	0.50099999	1.01600003	2
2014.7	0.50199997	1.01300001	3
4014.7	0.50500000	1.00699997	4

Figura 24 - Propriedades de pressão, volume e temperatura para a água. P – pressão, MUW – viscosidade da água, BW – FVF da água.

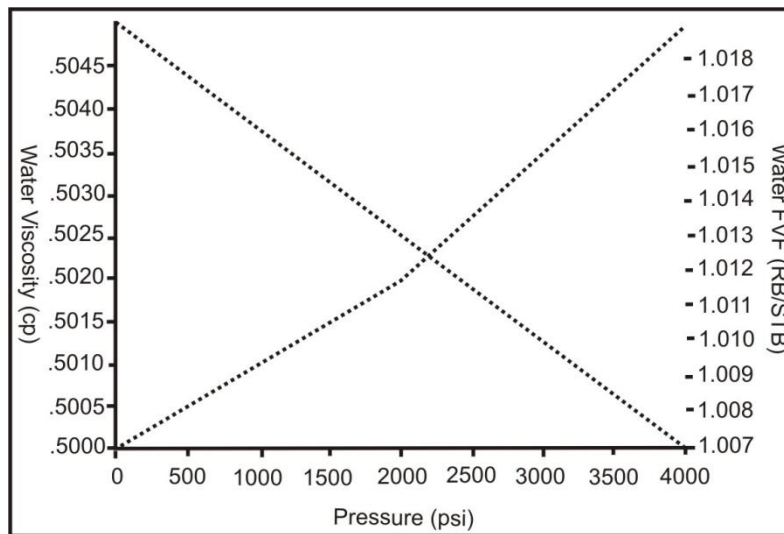


Figura 25 - Gráfico de pressão, viscosidade e FVF da água.

Os parâmetros PVT de gás definidos para a simulação de fluxo são mostrados nas figuras Figura 26, Figura 27 e Figura 28.

Gas PVT Correlation Parameters

KODEA -- gas composition option
 MPGT(1) = Entries for PVT region 1
 TEM -- reservoir temperature, deg. F.
 SPG -- gas specific gravity (air=1.0)

Gas composition option -- KODEA
 No. Gas PVT table entries -- MPGT(1)

Reservoir temperature, deg. F. -- TEM
 Gas specific gravity (air=1.0) -- SPG

ACCEPT CANCEL

Figura 26 - Parâmetros de correlação de gás.

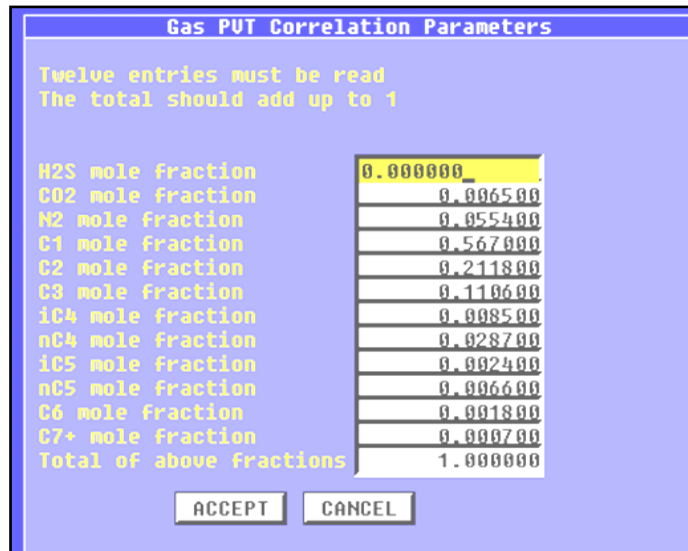


Figura 27 - Proporção de elementos químicos da composição do gás.

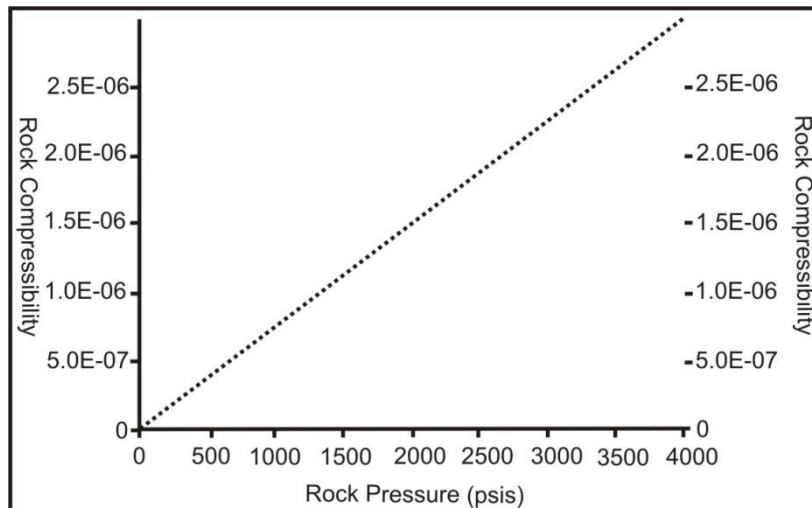


Figura 28 - Gráfico de compressibilidade da rocha.

Os parâmetros de PVT para os fluidos antes da saturação são apresentados na Figura 29.

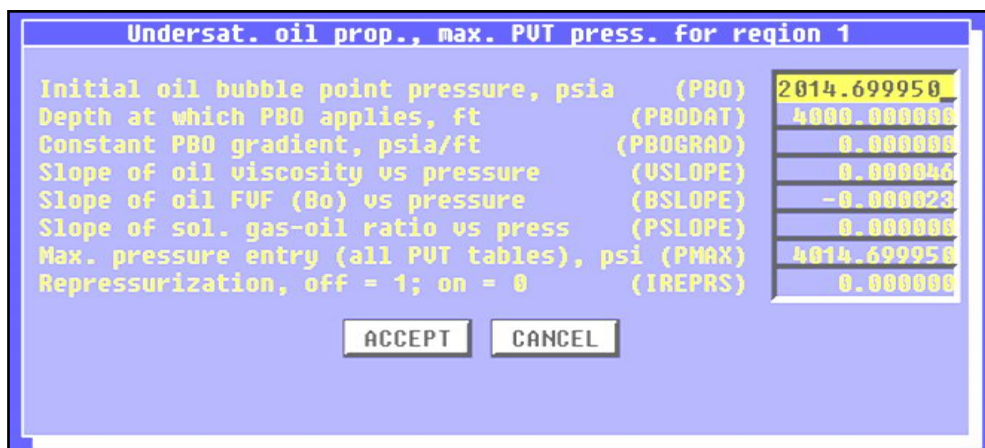


Figura 29 - Propriedades máximas do óleo insaturado.

Os parâmetros aplicados para a propriedade densidade para os fluidos são informados na Figura 30.



Figura 30 - Valores de densidade dos fluidos utilizados na simulação.

Os parâmetros de pressão e saturação foram inseridos no procedimento de simulação através da opção *Initial*. Os valores utilizados nesta propriedade são apresentados na Figura 31.

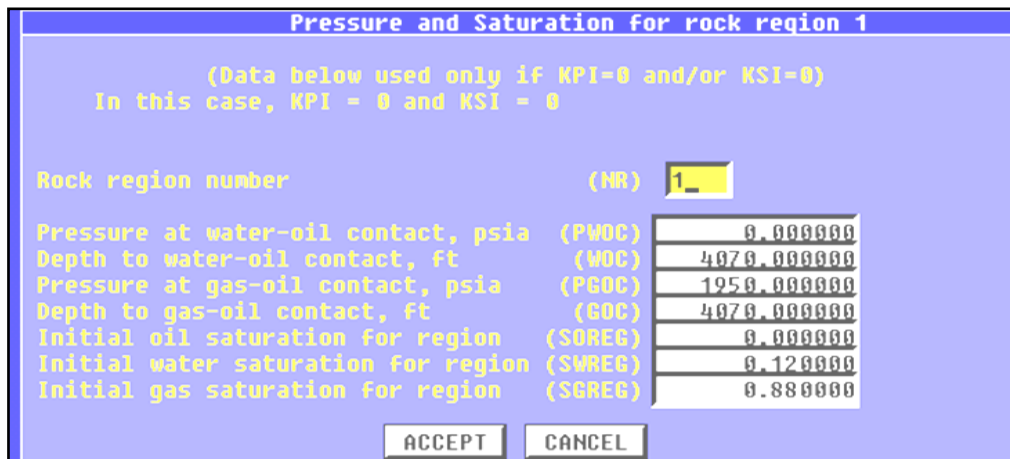


Figura 31 - Valores de pressão e saturação dos fluidos e suas profundidades.

Os parâmetros de tempo e execução da simulação são acessados através da opção *Codes*. A Figura 32 apresenta os parâmetros de controle operacional da simulação de fluxo.

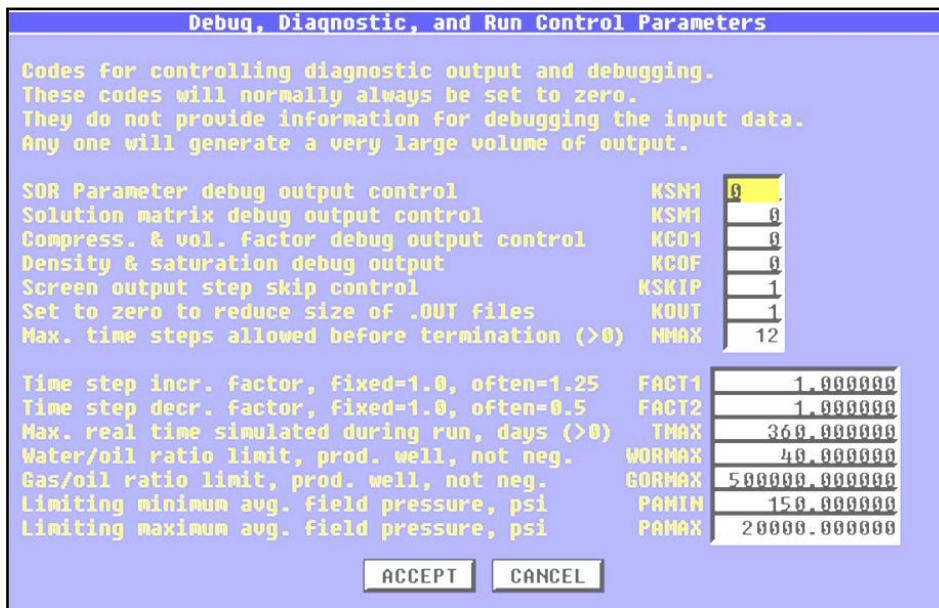


Figura 32 - Parâmetros de controle operacional da simulação de fluxo.

A Figura 33 apresenta os detalhes da parametrização do método aplicado no procedimento de simulação de fluxo.

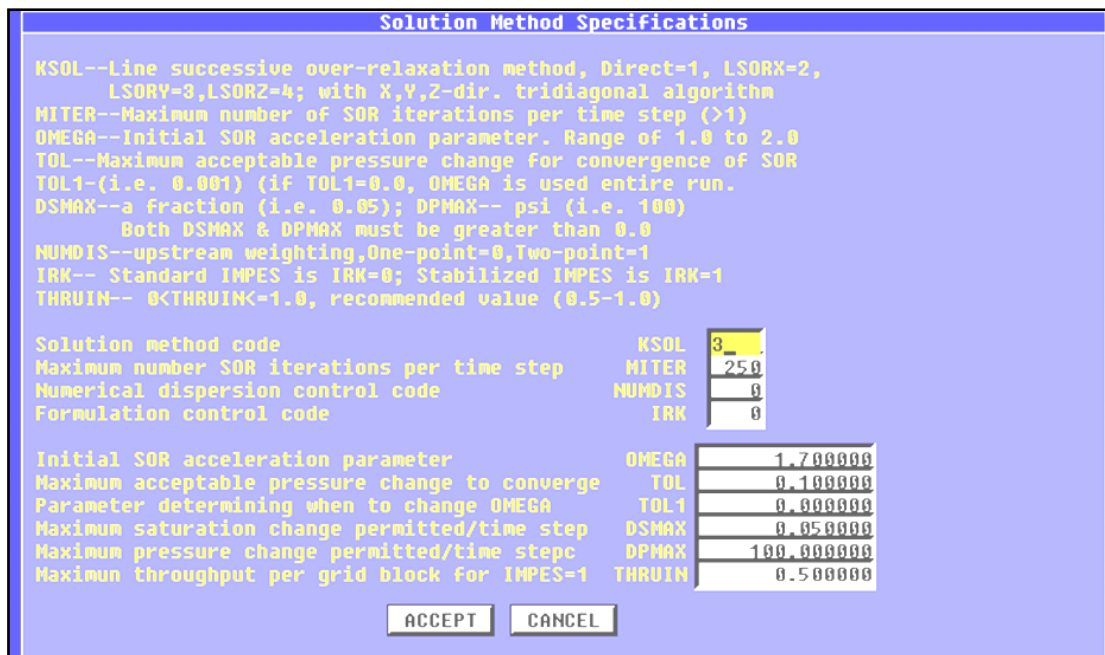


Figura 33 - Parametrização do método utilizado na simulação de fluxo.

A Figura 34 apresenta os dados referentes a locação do aquífero no modelo 3D utilizado na simulação de fluxo. Para acessar este menu é necessário entrar na opção *Aqui*.

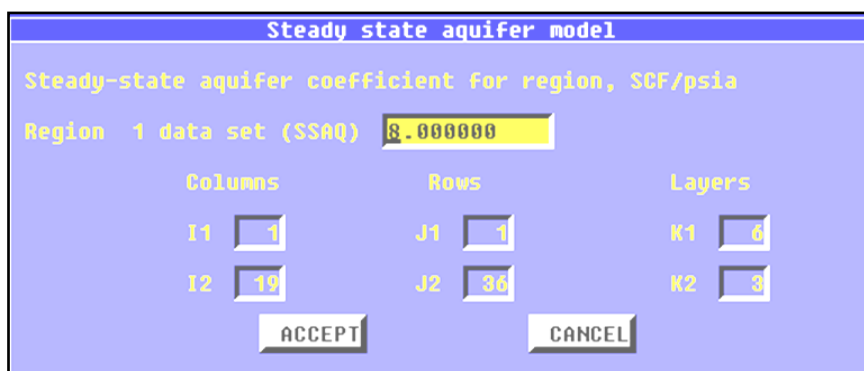


Figura 34 - Locação do aquífero no modelo 3D utilizado na simulação de fluxo.

A posição em IJ de cada poço é fundamental para amarração com o *grid* que está sendo simulado. Para que seja verificada a possibilidade de influência maior ou menor da migração lateral do fluido, pode-se locar o poço no K superior e no K intermediário. No caso deste modelo no K1 (superior) e K3 (intermediário). A Tabela 3-2 mostra a locação de cada um dos poços hipotéticos utilizados na simulação.

Tabela 3-2 - Locação em IJ dos poços utilizados na simulação de fluxo.

Poço	I	J
1	9	17
2	4	21
3	9	8
4	14	13
5	8	26

Os parâmetros de retorno ou *Recurrent* são acessados na opção *Recurr*. Esta configuração determina alguns critérios que o simulador deve considerar durante a execução da simulação em questão. A Figura 35 mostra quais mapas devem ser gerados durante a simulação.

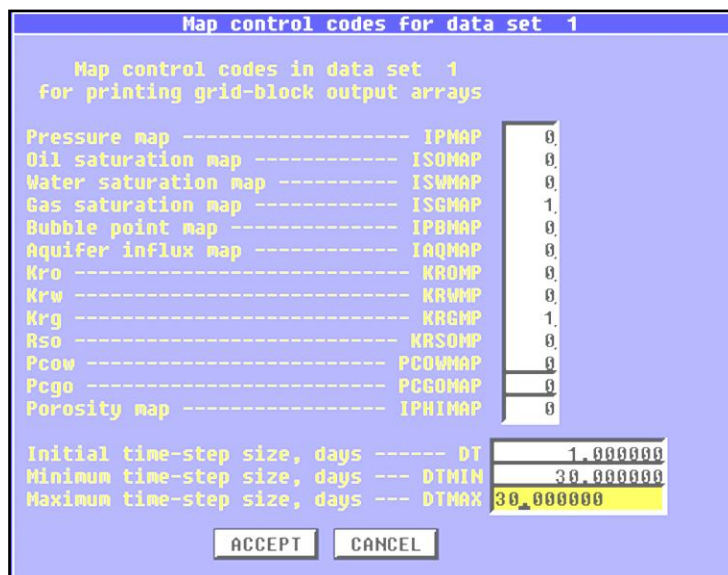


Figura 35 - Definição de passos e seleção dos resultados visualizados durante a simulação de fluxo.

Na janela de configurações para determinar o tipo de poço e os limites de produção, existe um parâmetro chamado PID/PWF, que corresponde a *layer flow index / flowing botton hole pressure*. O PWF só é utilizado caso o poço possua um KIP (*Key Identification Production* - tipo de produção) negativo. KIP é o código do tipo de poço, por exemplo o valor “0” é um poço com produção diária controlada.

A sigla PID indica o índice do fluxo para cada camada para taxas em STB/D (*stock tank barrels per day*). A fórmula para o cálculo deste índice é:

$$PID = \frac{0.00708Kh}{\ln 0.121 \frac{\sqrt{DX*DY}}{r_w} + S}$$

onde:

K = Permeabilidade absoluta da camada, (md);

h = Espessura da camada, (ft);

DX = Dimensão do bloco em X, (ft);

DY = Dimensão do bloco em Y, (ft);

rW = Diâmetro do poço, (ft);

S = Fator Skin do poço.

A sigla PWF significa pressão do fluxo no fundo do poço (FBMP) para cada camada em psia (*pounds per square inch absolute*). Somente utilizado de KIP que for negativo.

A Figura 36 apresenta a janela associada a definição do tipo de poço e parâmetros de quantificação da produção.

Recurrent new well data set 1 (Page 1)											
Well	ID	I	J	K	ML	KIP	Q00	Q0W	Q0G	Q0T	PID/PWF
GAS1	1	9	17	1	1	0	0	0	150	1	1
GAS2	2	2	21	1	1	0	0	0	150	1	2
GAS3	3	9	8	1	1	0	0	0	150	1	3
GAS4	4	12	13	1	1	0	0	0	150	1	4
GAS5	5	8	26	1	1	0	0	0	150	1	5

Figura 36 - Definição do tipo de poço e parâmetros de quantificação da produção.

Os parâmetros determinados para os diversos fatores que controlam a produção de fluidos em um reservatório foram executados no simulador de fluxo *Boast*. A Figura 37 apresenta a tela de execução deste teste.

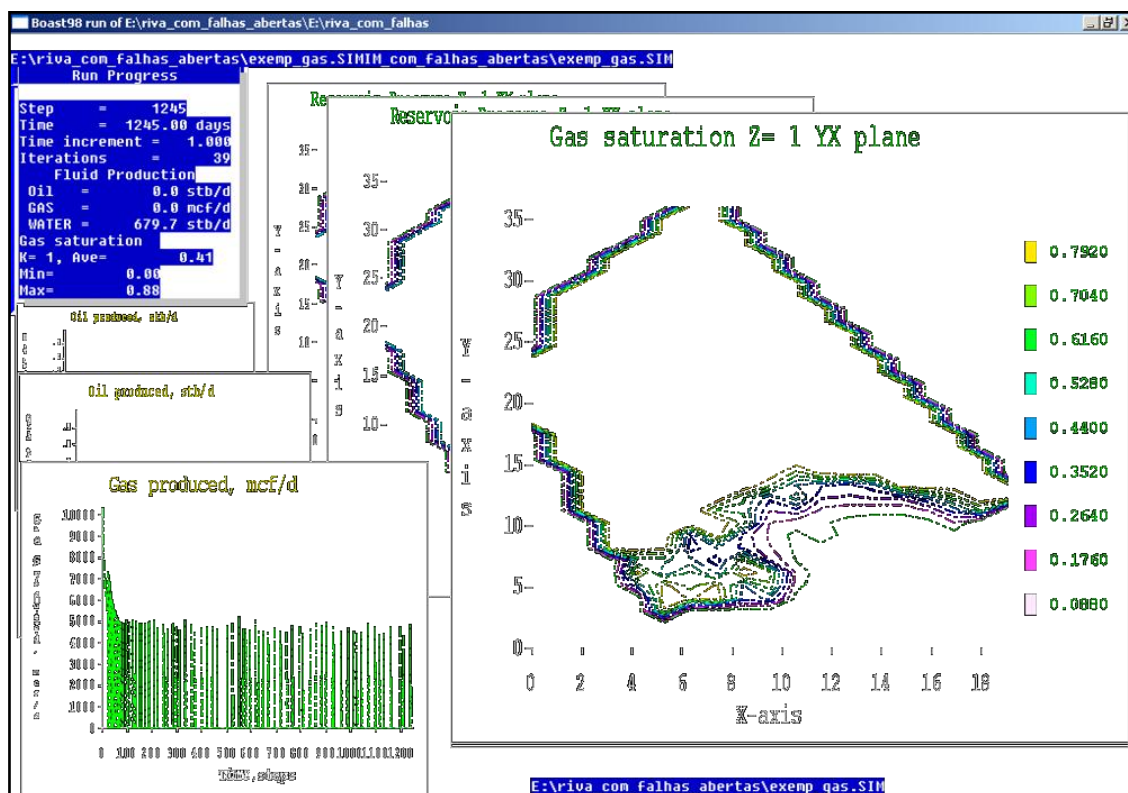


Figura 37 - Exemplo de tela durante a simulação de fluxo, com destaque para isolinhas de saturação de gás.

3.5 Programa GeoGrid3D

O programa GeoGrid3D pode ser descrito como uma ferramenta de inserção de fraturas em modelos geológicos 3D (*ascii*) gerados para simulação de fluxo. O GeoGrid3D foi programado em linguagem Delphi para computadores com sistema operacional Windows. Ele utiliza somente arquivos de entrada e saída em codificação *ascii*.

O programa executável é de livre distribuição e pode ser encontrado em www.labap.ufpr.br. Algumas funções apresentadas na sequência deste texto não foram aplicadas diretamente neste trabalho, mas estão descritas para que o leitor se familiarize com as potencialidades de um dos produtos deste trabalho que é o GeoGrid3D. As funções que ainda não foram utilizadas foram inseridas visando trabalhos futuros com modelagens mais complexas do arcabouço tectônico de modelos 3D.

Programas de simulação de fluxo usam essencialmente modelos computacionais que representam um reservatório através de valores de permeabilidade e porosidades. Estes modelos utilizados na simulação de fluxo podem ter origem nos mais variados tipos de processos ou dados como: sísmica, correlação de poços, afloramentos análogos e modelos conceituais hipotéticos. Mas normalmente a presença de fraturas não são apresentadas, seja por planos, seja por mudanças abruptas nos valores petrofísicos. O programa GeoGrid3D contempla as fraturas, pois numa simulação de fluxo um elemento tectônico como uma falha pode representar uma barreira ou conduto, ou mesmo os dois ao longo do tempo geológico em épocas diferentes. O sucesso ou fracasso de um prospecto pode estar relacionado a rede de fraturas e fraturas que afetam internamente o reservatório.

Através da simulação estocástica de fraturas multi-escala e da simulação de fluxo, Castaing *et al.* (2002) concluíram que ocorre significativa alteração no comportamento de fluxo em um reservatório fraturado. Essas mudanças foram embasadas em testes que modificaram as propriedades permoporosas das fraturas e da matriz. Realizando diversas hipóteses sintéticas dos valores de permeabilidade, os autores obtiveram que um reservatório com fraturas pequenas, mas

densas serão mais influentes que fraturas grandes, mas dispersas até uma magnitude de 100 vezes de diferenças entre elas. E que o reservatório só será controlado pelas grandes fraturas quando estas possuírem 10000 vezes mais permeabilidade que as pequenas. Enfatizando que a simulação de fluxo em reservatórios fraturados é muito complexa quando ocorrem mais de um sistema e escala de fraturamento.

Um modelo geológico 3D pode ter um arcabouço estratigráfico e tectônico representado através de superfícies. A tectônica, representada através de fraturas, pode ser utilizada como um fator de influência para a interpolação de superfícies estratigráficas e propriedades geológicas. Na natureza, as fraturas normalmente ocorrem após o processo de sedimentação, quando analisamos uma escala interna de um reservatório qualquer. Então, é razoável considerar a possibilidade de inserir fraturas após um processo de interpolação. Assim, atingir um resultado mais próximo de um tipo de realidade em que as propriedades petrofísicas das rochas não foram alteradas pela zona de influência das fraturas. Estruturas tectônicas de grande magnitude afetam processos sedimentares modificando o arcabouço geológico e geométrico de um reservatório. Até o momento, o programa GeoGrid3D possui a capacidade de alterar valores, de um modelo 3D, na situação das fraturas do tipo que afetaram o reservatório após sedimentação.

O programa lê e escreve arquivos em *ascii*, o que significa que qualquer editor de texto pode alterar e editar os arquivos. A interface consiste de um menu (em cascata) que abre janelas para entrada de parâmetros específicos da ação selecionada. Cada procedimento possui uma janela com *layout* próprio. Entretanto, para completar a configuração poderá ser necessário abrir várias janelas de parâmetros adicionais. O programa está dividido em oito funções no menu principal. A idéia foi utilizar codificações reconhecidas pelos programas *Boast*, *Gslib* e *Eclipse*, que são formatos usuais para pessoas que trabalham com modelagem geológica 3D e simulação de fluxo. As janelas e descrição das funções podem ser vistas em mais detalhes no Anexo deste trabalho. As oito funções principais são:

- 1 – Eclipse para Edboast. Converte propriedades Eclipse para Boast.
- 2 – Edboast para Eclipse. Converte os arquivos do resultado da simulação para Eclipse.
- 3 – Eclipse para IJK. Converte propriedades Eclipse para IJK.
- 4 – IJK para Eclipse. Retornar o arquivo IJK para Eclipse.
- 5 – Gslib para Edboast. Converte Gslib (XYZ) para Edboast.
- 6 – Edboast para XYZ. Retornar o arquivo de resultado da simulação para XYZ.
- 7 – Edboast para IJK. Converte o arquivo de resultado para o formato IJK.
- 8 – Edboast para Gslib. Converte o arquivo de entrada para Gslib (XYZ).

As funções do GeoGrid3D consistem basicamente em inserir fraturas através da mudanças de valores do modelos 3D. Esta inserção é de fácil entendimento através de superfícies que representem a estrutura ao longo de um modelo 3D (Figura 38). Cada célula atingida pela superfície terá seu valor alterado.

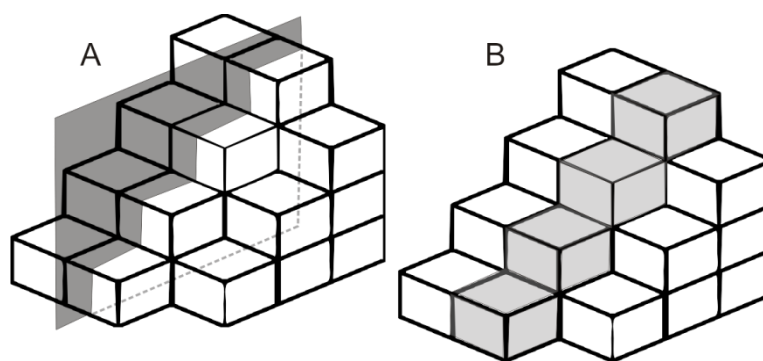


Figura 38 – Uma fratura que atravessa um modelo 3D (A). Células que tiveram os valores alterados devido à influência da fratura (B).

Ao longo de um plano de falha ou zona de fraturas podem ocorrer diversas litologias e a função de valores condicionais visa representar essa característica. Por exemplo, uma mesma falha afeta arenitos e folhelhos e ao longo da área deformada diferentes valores de porosidade e permeabilidade ocorrerão condicionados pelas propriedades originais das rochas (Figura 39). Para atingir esta característica foi desenvolvida uma função que realiza um busca de valores ao redor de

cada célula atingida pela falha. De acordo com regras inseridas nas janelas do GeoGrid3D, cada célula afetada pela falha terá seu valor alterado de acordo com os condicionais.

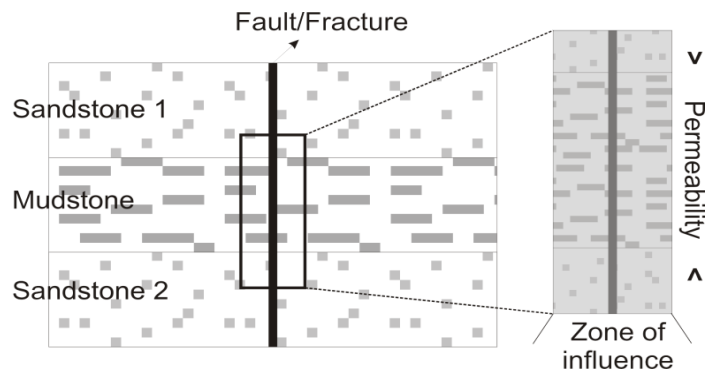


Figura 39 – Seção geológica hipotética atingida por uma fratura no centro. Zona de influência da estrutura e detalhes da diferenças de permeabilidade ao longo da mesma fratura em rochas diferentes. (fonte: do autor)

Para alterar os valores de propriedades ao redor da célula afetada pela falha uma área de busca é determinada por uma elipse (Figura 40). A lista de valores construída por essa busca será submetida as regras inseridas que irão determinar quais serão as mudanças das propriedades. Os tamanhos dos eixos da elipse de busca são independentes e a unidade utilizada é número de células. Um valor de 0.5 células significa que apenas as células atravessadas pela falha que terão seu valor alterado.

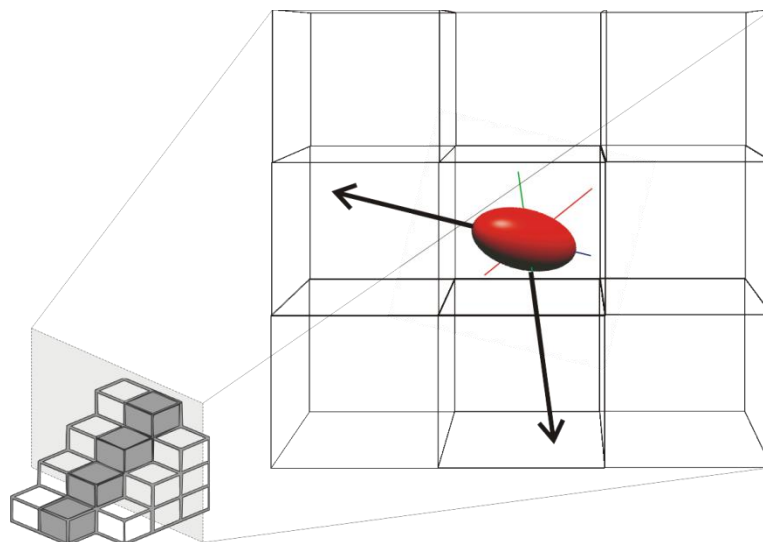


Figura 40 – Exemplo de uma fatia num modelo 3D e a elipse de busca com eixos configurados com 2 células de tamanho.

O crescimento de fraturas inicia com uma zona de deformação de poucos milímetros passando a uma zona de deformação de varias dezenas de centímetros e finalmente atingindo bandas de deformação com várias dezenas de metros (Aydin e Johnson, 1978). Fraturas que possuem maior influência nos valores petrofísicos podem ser representadas com uma maior largura da zona de influência. Para zoneamento mais complexo como ocorrem em grandes fraturas é necessário mesclar várias funções que representem a influência da estrutura tectônica (*buffer*). Por exemplo, em um modelo 3D hipotético em cada lado de uma falha ocorrem oito metros de zona de influência. Este modelo possui uma resolução de 3 metros para cada lado das células (cúbicas). Mas, a permeabilidade, por exemplo, dentro do primeiro metro é 500 mD. Sendo maior que os três metros seguintes com 250 mD e muito maior que o restante que possui apenas 100 mD. Para representar uma zona com esse tipo de distribuição da deformação será necessário sobrepor três regras. A primeira irá distribuir o menor valor ao longo de toda a zona de deformação (oito metros). A segunda insere o valor intermediário apenas nos primeiros quatro metros. E finalmente a ultima regra alterará apenas as células afetadas diretamente pela superfície que representa a falha. Como cada rotina de aplicação das regras é independente, os valores alterados nas células da primeira regra não serão modificados pela segunda regra caso a zona de influência seja menor (Figura 41).

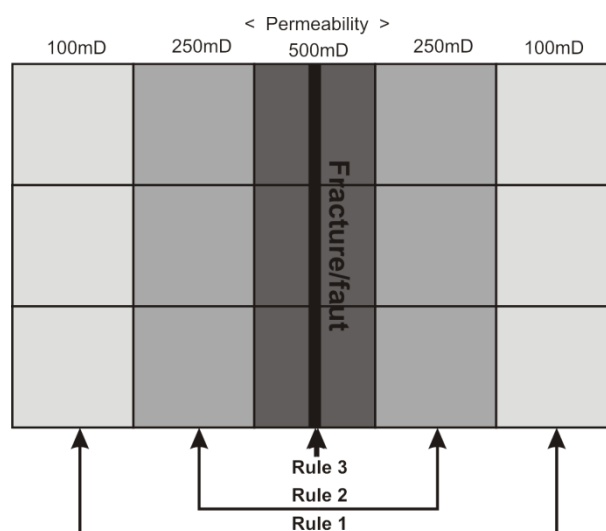


Figura 41 – Exemplo de aplicação de *buffer* para representar a zona de influência de uma falha. Os valores de permeabilidade diminuem com o afastamento no centro da falha. Sendo aplicada uma sequência de três regras para que a variação da propriedade seja representada adequadamente. (fonte: do autor)

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentadas as principais interpretações e resultados entre os dados obtidos pelos métodos aplicados.

4.1 VSP

Entre os métodos utilizados existem dúvidas no meio acadêmico da eficácia da sísmica de reflexão rasa em situações com pouca variação geológica. No caso da área de estudo ocorrem camada de arenitos justapostas, entretanto, com fácies variadas. No intuito de confirmar a potencialidade de refletores foi perfurado um poço com testemunhagem contínua. Os testemunhos descritos foram utilizados a para correlação com faciologia de afloramentos e com o ensaio VSP de caracterização de velocidades.

As nove amostras analisadas obtiveram valores de peso específico aparente variando entre 2,08 e 2,33 g/cm³. A Tabela 1 apresenta o registro de todos os intervalos que foram obtidos fragmentos para análise do peso específico aparente.

Cada posição de registro do geofone gerou um traço sísmico, e a composição destes um sismograma, que resultou numa imagem representativa das variações das velocidades ao longo do trecho investigado. A partir do alinhamento da primeira quebra do sismograma composto, foram interpretadas quatro velocidades, com três pontos de intersecção (Figura 71).

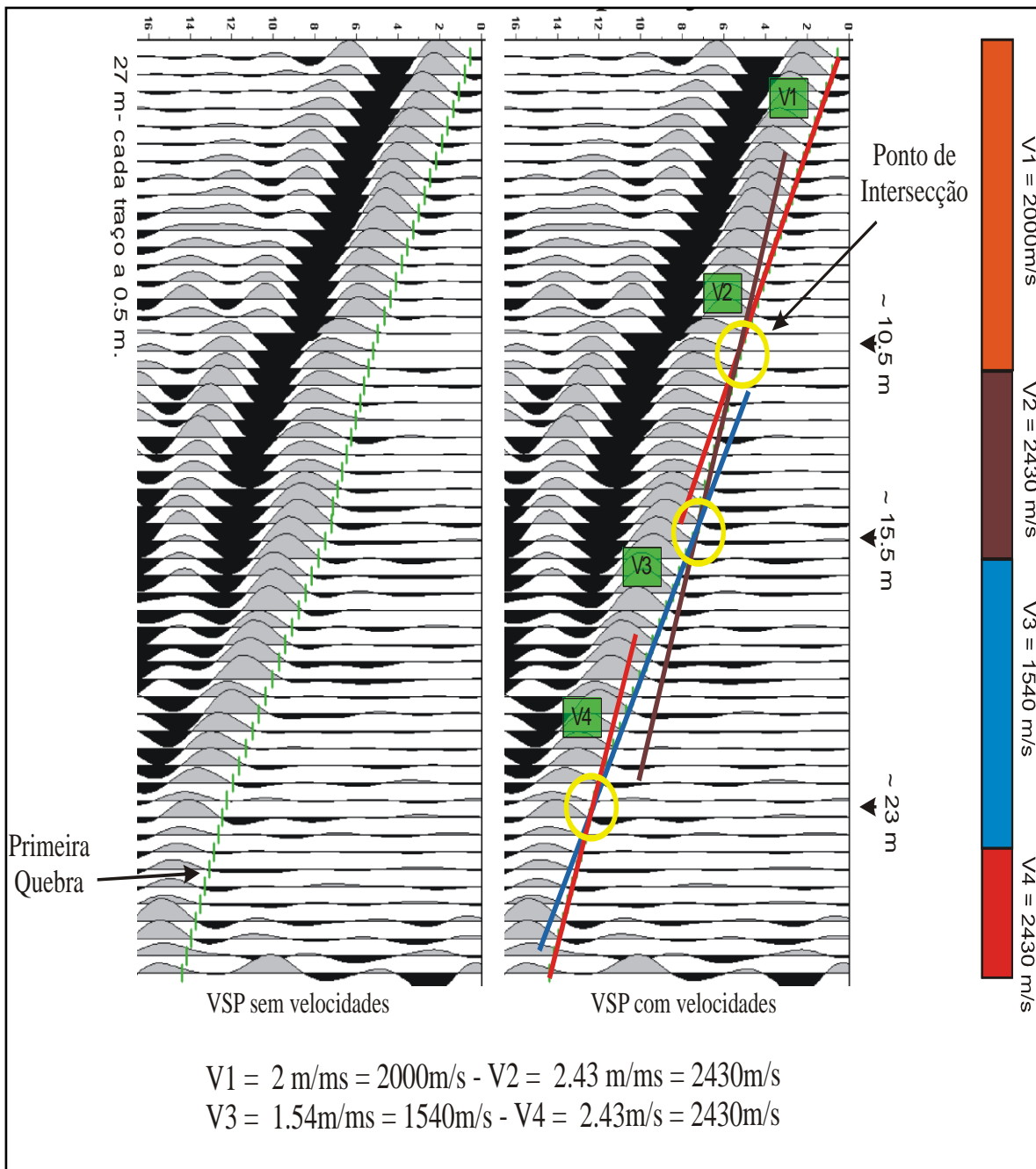


Figura 71 - Montagem e interpretação do VSP. Resultado do ensaio no painel esquerdo. Interpretação e discriminação de intervalos com diferentes velocidades no painel direito.

Tabela 1 - Resultados obtidos durante o ensaio

Amostra	Profundidade (m)	Peso am. Seca (g)	Peso am. c/ parafina (g)	Volume total (cm ³)	Volume da parafina (cm ³)	Volume da amostra (cm ³)	Peso específico aparente (g/cm ³)
1	0,29	4,961	5,260	2,470	0,34	2,13	2,33
2	1,40	30,070	31,800	14,960	1,99	12,98	2,32
3	4,00	6,640	6,912	3,293	0,31	2,98	2,23
4a	5,60	6,713	7,134	3,420	0,48	2,94	2,29
4b	14,06	22,666	24,175	12,130	1,73	10,4	2,18
5	17,88	23,258	24,125	12,185	1	11,19	2,08
6	18,50	12,342	12,713	5,890	0,43	5,46	2,25
7	25,5	46,920	48,257	23,332	1,54	21,8	2,15
8	27,10	49,194	50,521	23,970	1,53	22,45	2,19

Estes pontos correspondem em profundidade aproximadamente as mudanças faciológicas observadas durante a descrição do testemunho. As velocidades do topo para base foram 2000 (V1), 2430 (V2), 1540 (V3) e 2430 m/s (V4) equivalentes aos intervalos de profundidades até 9, 14.5, 23 e 27.5 metros, respectivamente.

Na profundidade de nove metros ocorre uma mudança de arenitos bem selecionados acinzentados para arenitos mal selecionados avermelhados, assim como as estratificações cruzadas são substituídas por estratificações plano-paralelas.

Aos quinze metros ocorrem arenitos acinzentados e bem selecionados retornando a presença de estratificações cruzadas tabulares e sigmoidais. De 22 a 25 metros ocorre um nível de folhelho seguido por arenitos com predominância de estratificações plano-paralelas (Figura 72). Os resultados iniciais sugerem que, mesmo em seções geológicas compostas principalmente por arenitos, podem ocorrer contrastes nos atributos sísmicos e estes serem correlacionáveis com as variações texturais / faciológicas.

As curvas de porosidade e permeabilidade obtidas através de ensaios físicos realizados por Bocardí *et al.* (2003), as curvas de peso específico aparente (Balança de Arquimedes), a

granulometria (descrição macroscópica), a descrição litológica e as velocidades VSP foram correlacionadas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

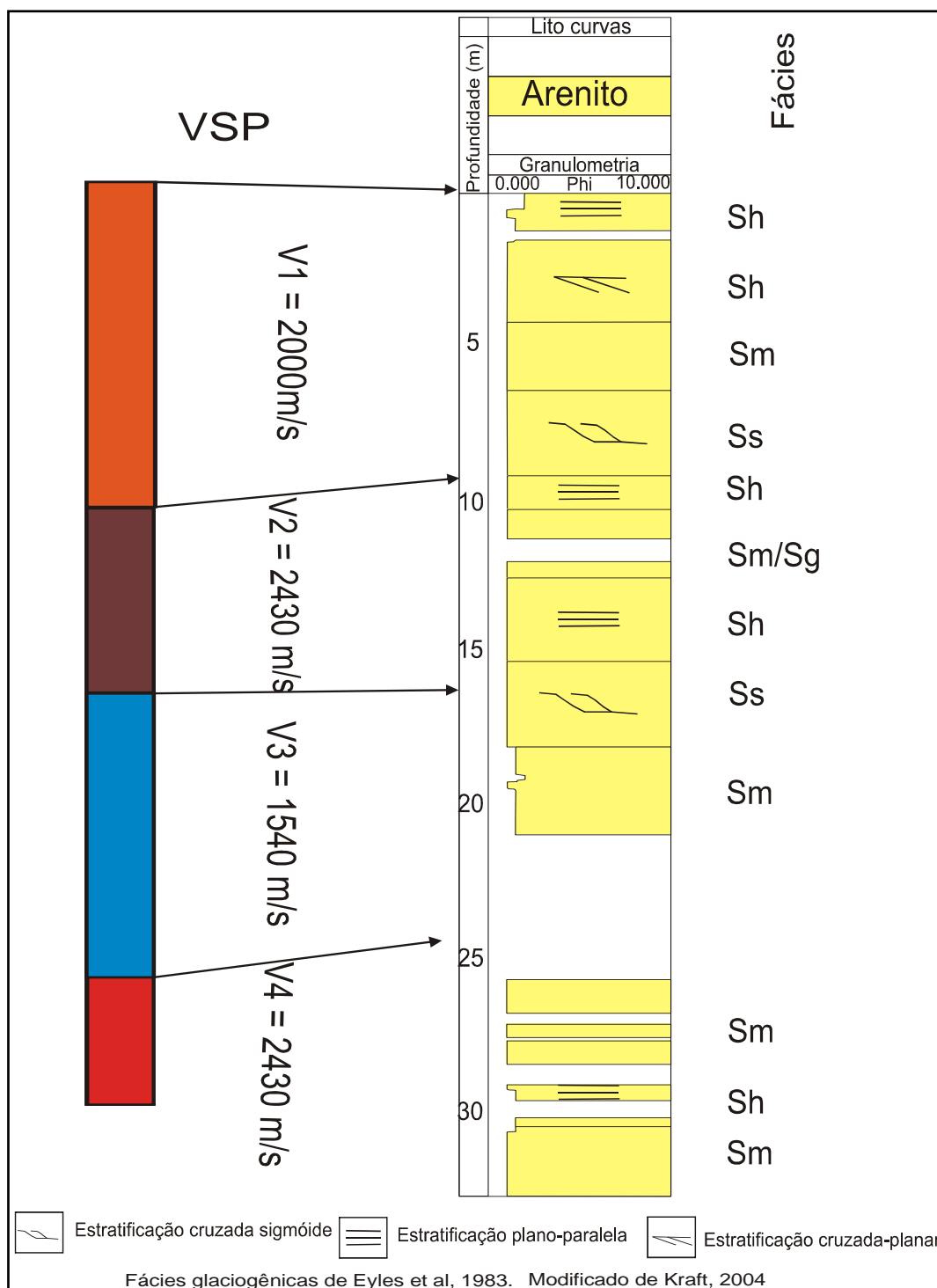


Figura 72 - Correlação entre velocidades VSP com a variação faciológica em intervalos equivalentes.

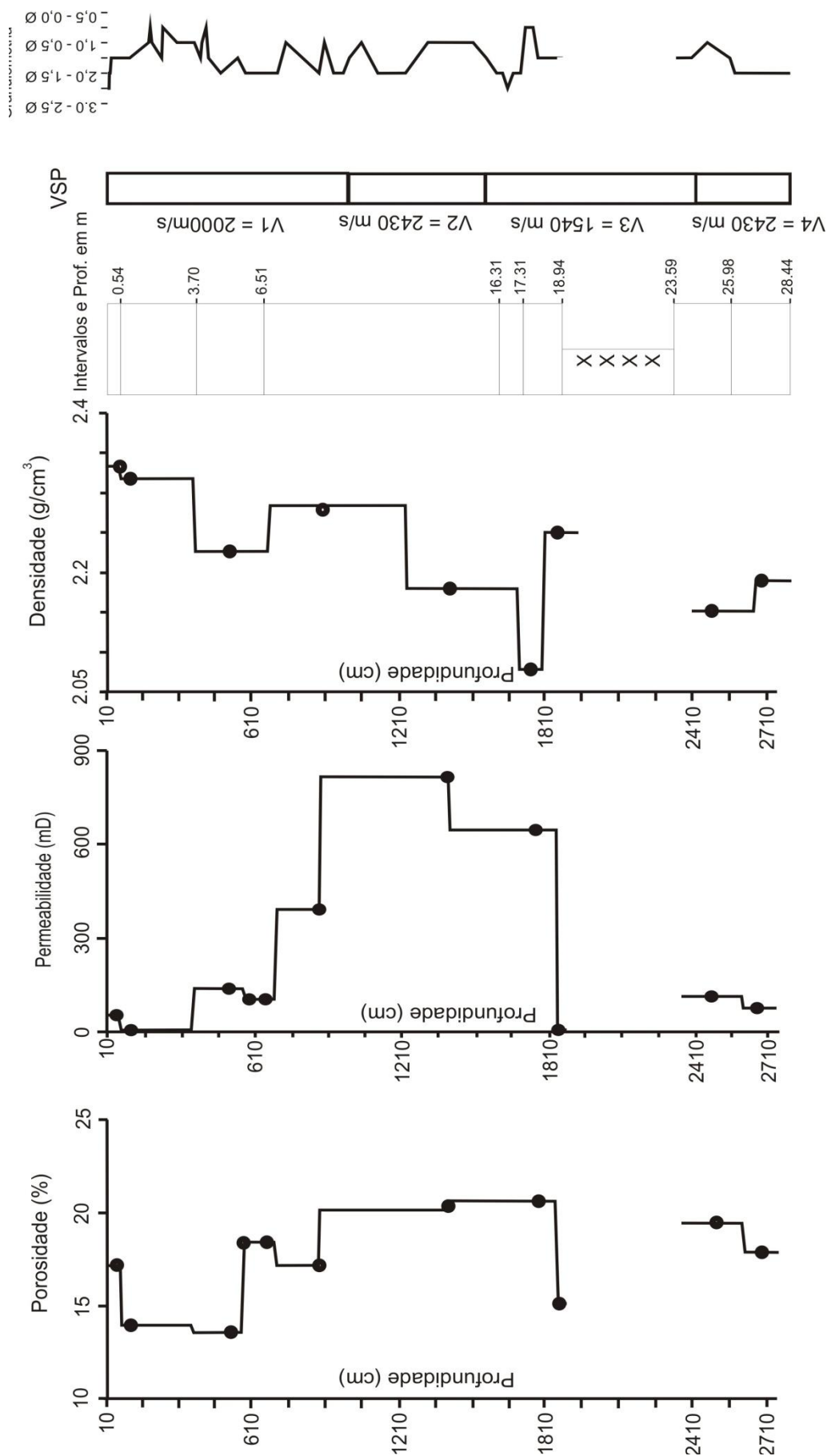


Figura 73 - Permeabilidade, porosidade, peso específico aparente, descrição litológica, velocidade VSP e Granulometria.

Os parâmetros de permoporosidade, densidade e velocidade apresentam uma segmentação similar em quatro intervalos. A resolução da descrição geológica e de granulometria do poço demonstram que é possível aumentar o número de divisões de todos os parâmetros apresentados. Mas neste curto trecho de aproximadamente 30 metros, espessura próxima da resolução máxima de muitos levantamentos sísmicos, a divisão em quatro intervalos representa um refinamento excelente em termos de caracterização geológica / geofísica de um reservatório.

Estes quatro intervalos de velocidade sísmica, associados à densidade média podem fornecer uma estimativa da impedância acústica. Normalmente, a impedância acústica é obtida através da inversão sísmica de dados pré ou pós *stack*. Este parâmetro é uma propriedade intrínseca a cada camada e pode ser direta ou indiretamente transformada em outras propriedades como litologia, porosidade, fluído contido e outros. Independente do método de inversão sísmica a ser utilizado, a estimativa da impedância acústica baseada nas velocidades obtidas no VSP e nas densidades obtidas na Balança de Arquimedes possibilita um ótimo modelo inicial de contrastes geológicos.

Considerando que a impedância acústica (IA) resulta do produto da densidade média pela velocidade da camada em questão e que, a razão da subtração entre as IA inferior e superior pela soma de ambas IA resulta nos coeficientes de reflexão na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Parâmetros físicos / sísmicos das quatro camadas relativas ao ensaio VSP.

Camada	Velocidade (ms)	Densidade média (g/cm ³)	Impedância	Coefficiente de reflexão
1	2000	2.295	4590	superfície
2	2430	2.18	5297.4	0.0715
3	1540	2.16	3326.4	-0.2285
4	2430	2.165	5260.95	0.2249

Associando a impedância acústica com a faciologia predominante podemos inferir algumas considerações relativas a estes dois produtos:

- Camadas predominantemente arenosas, maduras, com densidade maior que 2.29 g/cm³ possuem uma impedância aproximadamente de 4600 (camada 1).

- Camadas predominantemente arenosas, maduras, mas com densidade 2.16-2.18 g/cm³ possuem uma impedância aproximadamente de 5300 (camada 2 e 4).
- Camadas com intercalação de arenitos / diamictitos / folhelhos possuem uma impedância aproximadamente de 3330 (camada 3).

A partir destas considerações e associando os respectivos coeficientes de reflexão com as formas de pulsos estipuladas para a inversão sísmica, pode-se futuramente fazer uma modelagem da resposta sísmica. Mas percebe-se que ocorrem contrastes sísmicos entre as camadas acrescentando confiança a interpretação sísmica.

4.2 Exemplos de interpretação sísmica

A L14 (vide localização na figura 12) é uma linha de sentido E-W (visualização para sul), com cerca de 250 metros de comprimento após o empilhamento (Figura 74). O primeiro refletor corresponde à primeira quebra do registro estratigráfico no local. Onde termina a unidade IV (unidades estratigráficas segundo a figura 5) e iniciam os arenitos da Unidade III. O segundo refletor corresponde a interface entre as unidades III e II, sendo respectivamente um unidade arenosa e outra arenosa intercalada com pelitos. O terceiro refletor corresponde ao topo da Formação Lagoa Azul, e finalmente o quarto refletor o topo da Formação Ponta Grossa.

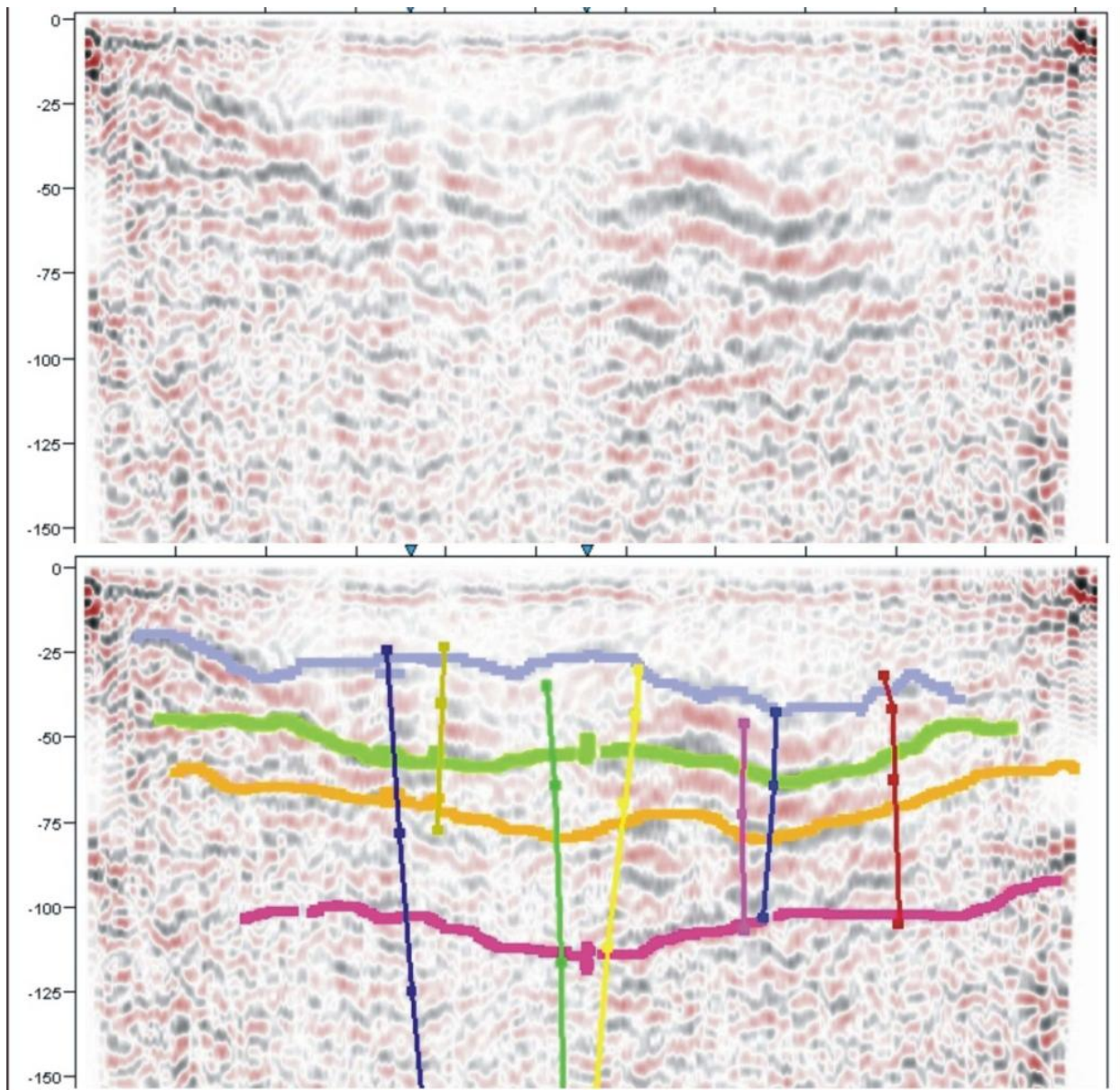


Figura 74 – Janela de 150 ms da linha L14 (painel superior) e interpretação de horizontes e fraturas (painel inferior) (Bartoszeck, *et al.*, 2008), visão para norte, leste a direita. Horizonte azul – Unidade III, horizonte verde – Unidade II, horizonte laranja – Formação Lagoa Azul, horizonte vermelho – Formação Ponta Grossa. Linhas verticalizadas com cores diversas – fraturas.

A Linha LD5 (vide localização na figura 12) tem sentido N-S (com visualização para leste) com cerca de 450 m de comprimento após o empilhamento (Figura 75). A continuidade das interpretações dos quatro refletores teve como critérios, a interseção com diversas linhas de sentido E-W e os padrões de reflexão semelhantes aos encontrados em linhas sísmicas próximas.

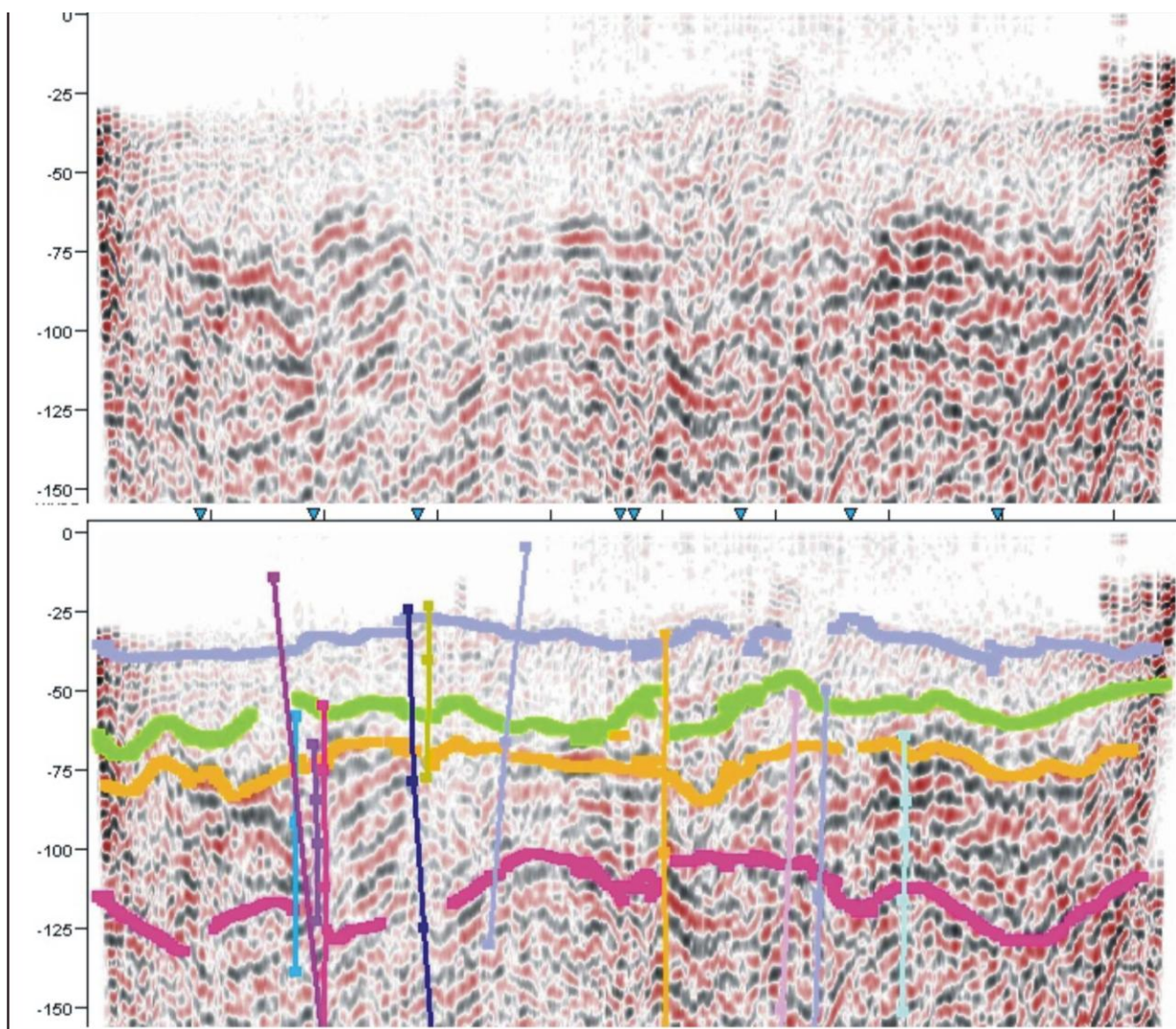


Figura 75 – Janela de 150 ms da linha LD5 (painel superior) e interpretação de horizontes e fraturas (painel inferior) (Bartoszeck *et al.*, 2008), visão para leste, sul a direita. Horizonte azul – Unidade III, horizonte verde – Unidade II, horizonte laranja – Formação Lagoa Azul, horizonte vermelho – Formação Ponta Grossa. Linhas verticalizadas com cores diversas – fraturas.

4.3 Modelagem 3D

A área de estudo foi modelada em 3D com o arcabouço geomérico baseado na interpretação da sísmica de reflexão. O preenchimento de propriedades foi de acordo com as relações geométricas e faciológicas observadas em afloramentos.

Nas seções sísmicas foram reconhecidos, com um grau satisfatório de similaridade, quatro horizontes (Bartoszeck *et al.*, 2008). Os limites superior e inferior do modelo foram gerados a partir da projeção do primeiro e último horizonte respectivamente, gerando, portanto, cinco zonas. Estes horizontes estão correlacionados a divisões na estratigrafia local (Figura 76). Do topo para a base

das seções, os dois primeiros foram associados a divisões internas da Formação Campo Mourão. O terceiro foi interpretado como limite entre as formações Campo Mourão e Lagoa Azul, ambas do Grupo Itararé. E para finalizar o quarto seria relacionado ao contato entre o Grupo Itararé e a Formação Ponta Grossa.

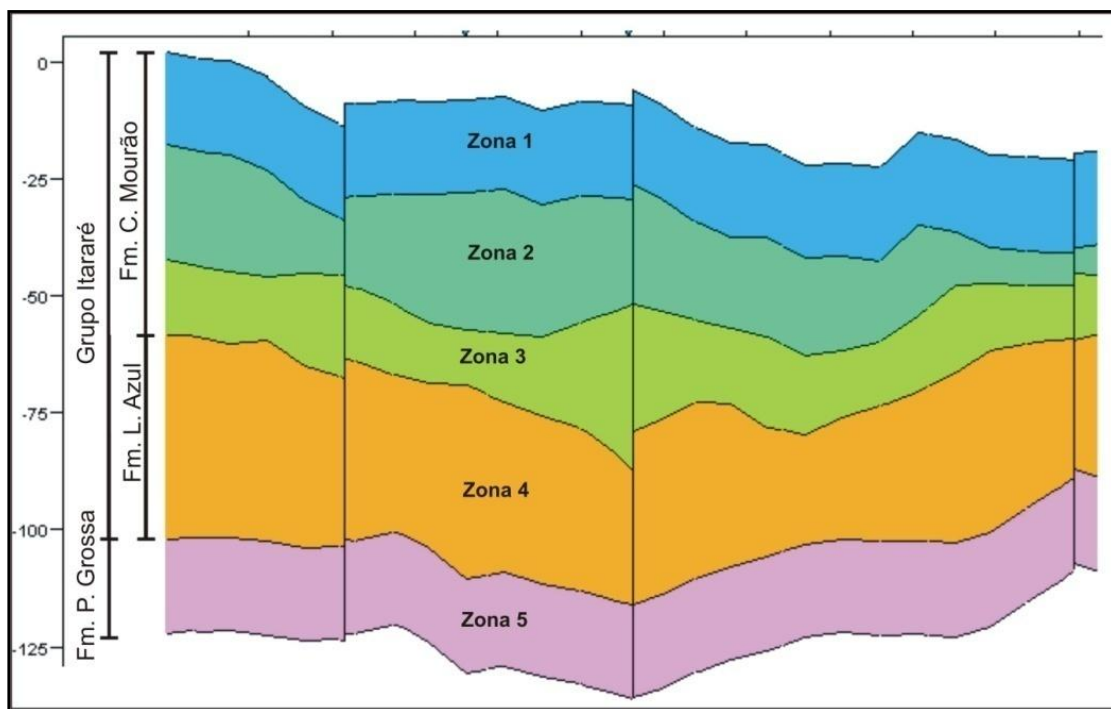


Figura 76 - Correlação das 5 zonas (1 a 5, do topo para base) com a divisão estratigráfica local

Três das cinco zonas (zonas 1, 2 e 4) foram modeladas de acordo com características individualizadas com mais de uma forma geométrica. Nas zonas 3 e 5 foi realizada a modelagem geométrica dos estratos apenas com um tipo de forma. Portanto, não foi utilizada funções de distribuição vertical (não são apresentadas figuras porque contem apenas uma cor). A descrição sucinta de cada zona e seu preenchimento com este exemplo de propriedade pode ser acompanhada a seguir.

4.3.1 Zona 1

Inicialmente foram gerados os corpos *ellipse* (vermelho) e *box* (verde) referente a zona 1, sem utilizar qualquer parâmetro de distribuição vertical ou em área, a Figura 77 apresenta o

resultado deste procedimento. Através dos dados de campo, Bocardi (2004) verificou que estruturas como cruzadas, canais e acanaladas que ocorrem nesta porção encontram-se preferencialmente na base desta unidade. Na seqüência foram geradas funções de distribuição vertical de ocorrência desta da forma geométrica dos corpos para cada corpo existente nesta zona.

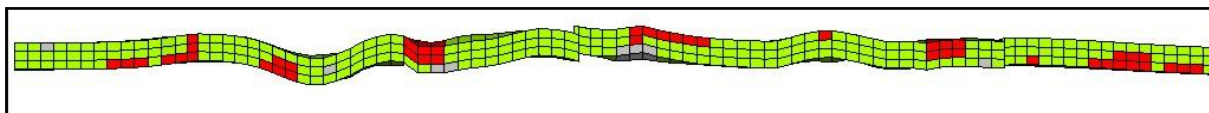


Figura 77 - Modelagem inicial da zona 1, com preenchimento das células sem considerar uma distribuição vertical.

As funções de distribuição vertical levaram em consideração a variação de espessura desta zona, que está em torno de 20 ms. Na função da Figura 78A, a forma de *ellipse* apresenta valor 1 para espessuras pequenas, decaindo até chegar valores quase nulos em espessuras maiores que 12 ms. Na Figura 78B a forma de *box* apresenta valor 1 para espessuras grandes, decaindo os valores em espessuras menores do que 12 ms.

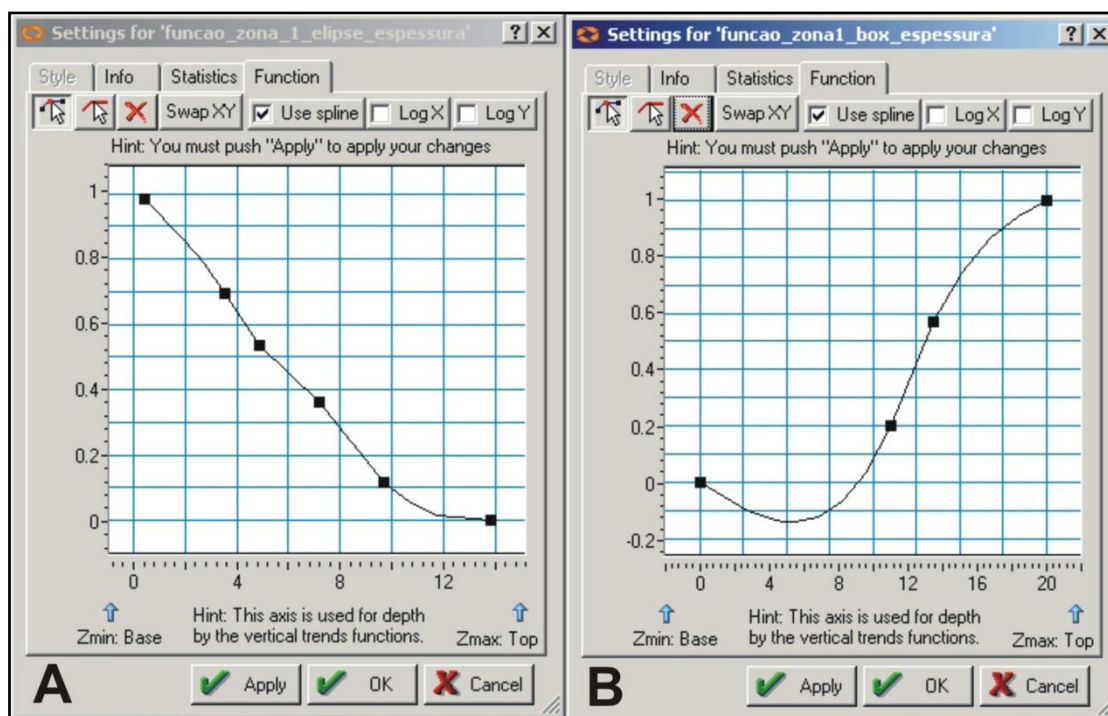


Figura 78 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 1 para as formas geométricas de corpos. A – elipses, B – Box.

Como resultado deste procedimento na Figura 79 se observa que os corpos de cor avermelhada, representativos da forma *ellipse*, ocorrem de forma preferencial na base desta zona, diferentemente da primeira simulação, que aparentava aleatoriedade. Proporcionalmente ao volume

total desta zona, a forma *box* representa 75% do total, dominando a distribuição mesmo nas espessuras menores.

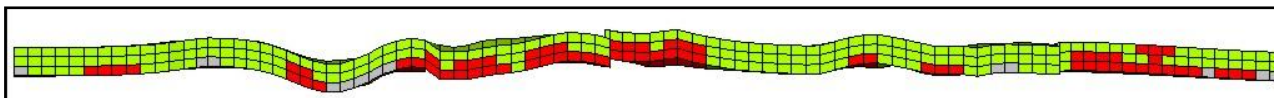


Figura 79 - Zona 1 preenchida com viés vertical, definido por uma função de distribuição.

4.3.2 Zona 2

Na zona 2, a simulação das formas geométricas de corpos apresentou maior complexidade que outras zonas devido à grande variabilidade de formas numa espessura pequena. Por meio da análise dos dados de campo, foi verificado que na zona 2 ocorrem três formas geométricas de corpos: *half ellipse*, *ellipse* e *lower half pipe*.

A função de distribuição vertical destinada a preencher a porção média desta zona, teve que envolver um intervalo maior de espessura, sobrepondo-se em mais de uma faixa. Inicialmente, a modelagem geométrica dos estratos foi realizada sem parâmetros de distribuição vertical ou em área. A Figura 80 apresenta o resultado deste procedimento, sem possuir qualquer função de distribuição de ocorrência vertical.

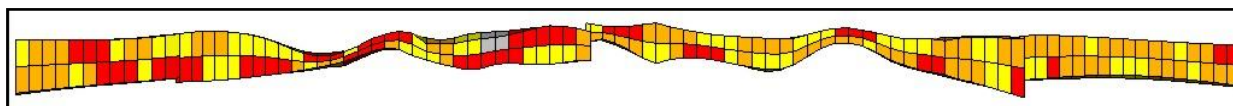


Figura 80 - Zona 2 modelada sem uma função de distribuição vertical.

Na seqüência, foram aplicadas funções de distribuição vertical para esta zona. A Figura 81 apresenta as funções utilizadas da base para o topo da zona, para os três tipos de formas geométricas relacionados. O resultado da aplicação das funções de distribuição vertical para esta zona pode ser observado na Figura 82.

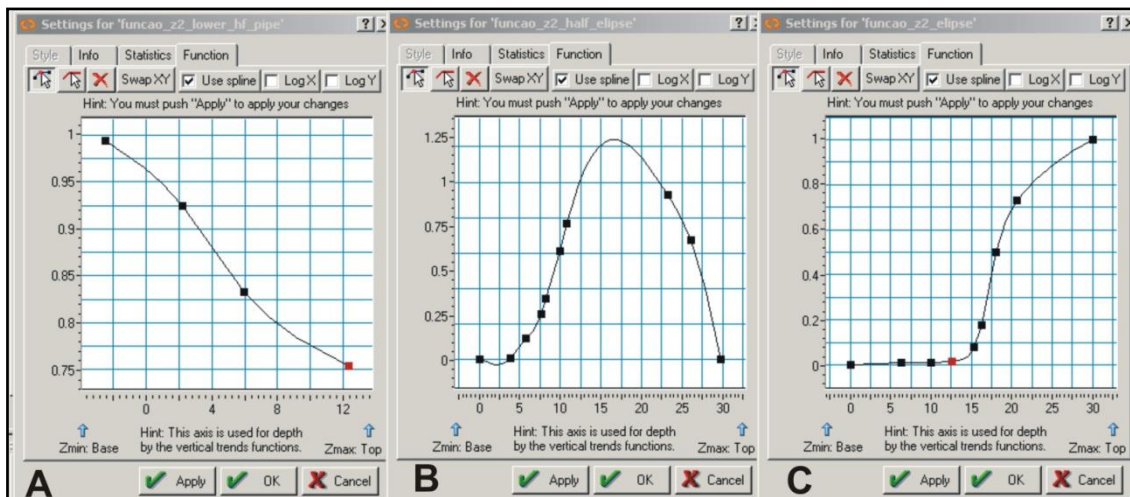


Figura 81 - Parâmetros do tipo função matemática utilizados para direcionar a distribuição vertical da zona 2. A – lower half ellipse, B – half ellipse e C – ellipse.

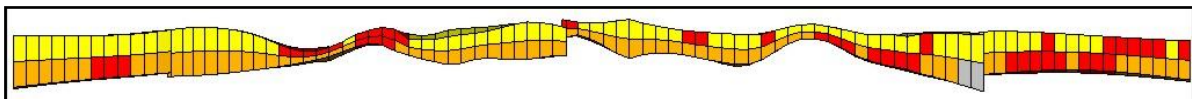


Figura 82 - Zona 2 modelada após a utilização de um viés vertical de distribuição.

Na Figura 82 observa-se que a forma representada pela cor laranja (*lower half pipe*) ocorreu principalmente na porção basal desta zona, corroborando a função de distribuição atribuída a mesma. As duas outras formas, representadas pelas cores vermelhas (*ellipse*) e amarelas (*half ellipse*), apresentaram uma distribuição preferencialmente na porção superior da zona. Apesar de a forma *ellipse* ter sido programada pela função de distribuição para ocorrer somente na porção superior desta zona, foram observadas algumas anomalias na sua base.

Uma possível causa deste problema é o fato desta zona possuir apenas duas subdivisões na vertical, impedindo desta forma uma boa resposta das funções de distribuição atribuídas para a ocorrência de cada tipo de forma geométrica dos corpos.

4.3.3 Zona 4

Na zona 4 ocorrem duas células de espessura máxima e dois tipos de formas geométricas de corpos para preencher o volume. Neste sentido, a modelagem geométrica dos estratos, e suas funções de distribuição vertical tornam-se mais simples que nas outras zonas. Inicialmente, a modelagem desta zona foi realizada sem o viés matemático de distribuição vertical. A Figura 83

apresenta o resultado deste procedimento, em que a forma *box* (cor verde) ocorre tanto na base como no topo desta zona.

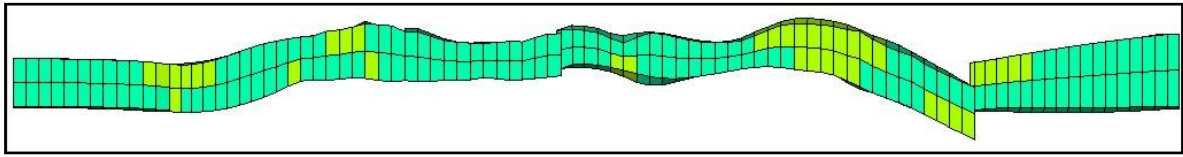


Figura 83 - Zona 4 modelada sem um viés externo controlador da distribuição vertical de propriedades.

Para uma melhor distribuição das formas de corpo na vertical desta zona, foram utilizadas as duas funções de distribuição vertical da base para o topo, apresentadas na Figura 84.

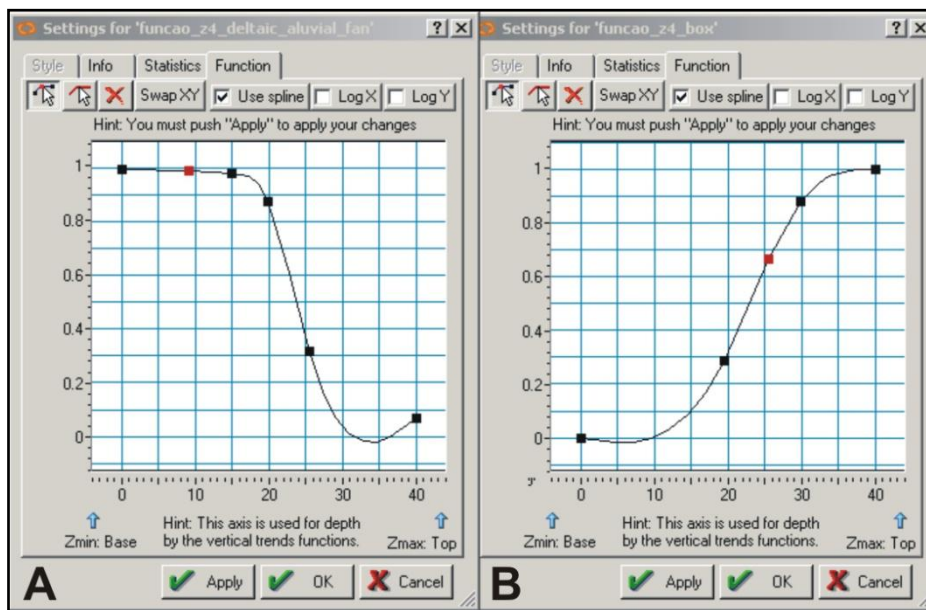


Figura 84 - Funções de distribuição vertical utilizadas para a zona 4. A – *deltaic aluvial fan* e B – *Box*.

Como resultado, após a aplicação de uma deriva vertical, baseada nas funções de distribuição vertical, as formas geométricas do tipo *box* (cor verde) ocorreram preferencialmente no topo desta zona. A Figura 85 mostra este produto.

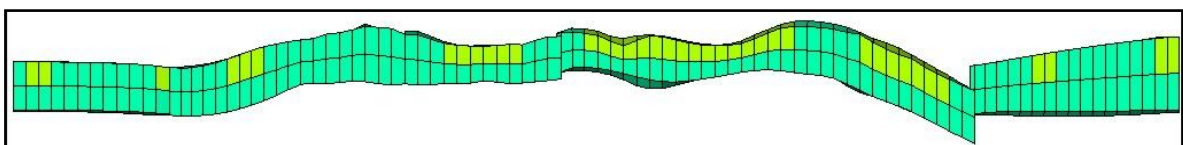


Figura 85 - Zona 4 modelada com o auxílio de funções de distribuição.

O principal resultado da utilização de funções de distribuição vertical pode ser observado na Figura 86. Esta figura apresenta uma intercalação mais tabular após o viés vertical, melhorando a similaridade da modelagem geométrica dos estratos com os dados de campo.

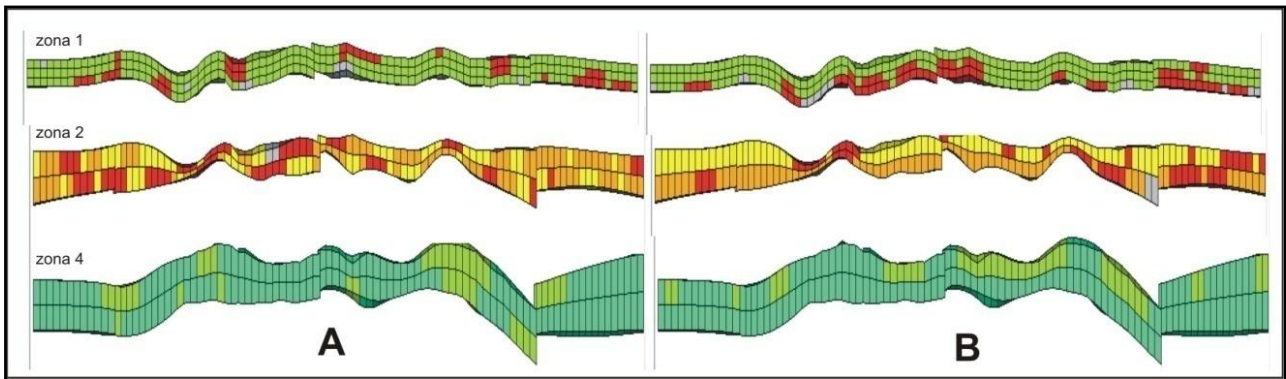


Figura 86 - Comparação entre duas modelagens, em que na seleção A as zonas foram preenchidas sem uma função de distribuição vertical, e em B as mesmas zonas utilizaram um viés externo baseado na probabilidade de ocorrência em relação a posição na espessura total de cada zona.

4.3.4 Modelo completo

O modelo completo utilizando as funções de distribuição, com todos as formas geométricas de corpos escolhidas para representar as geometrias externas das camadas, pode ser visualizado na

Figura 87.

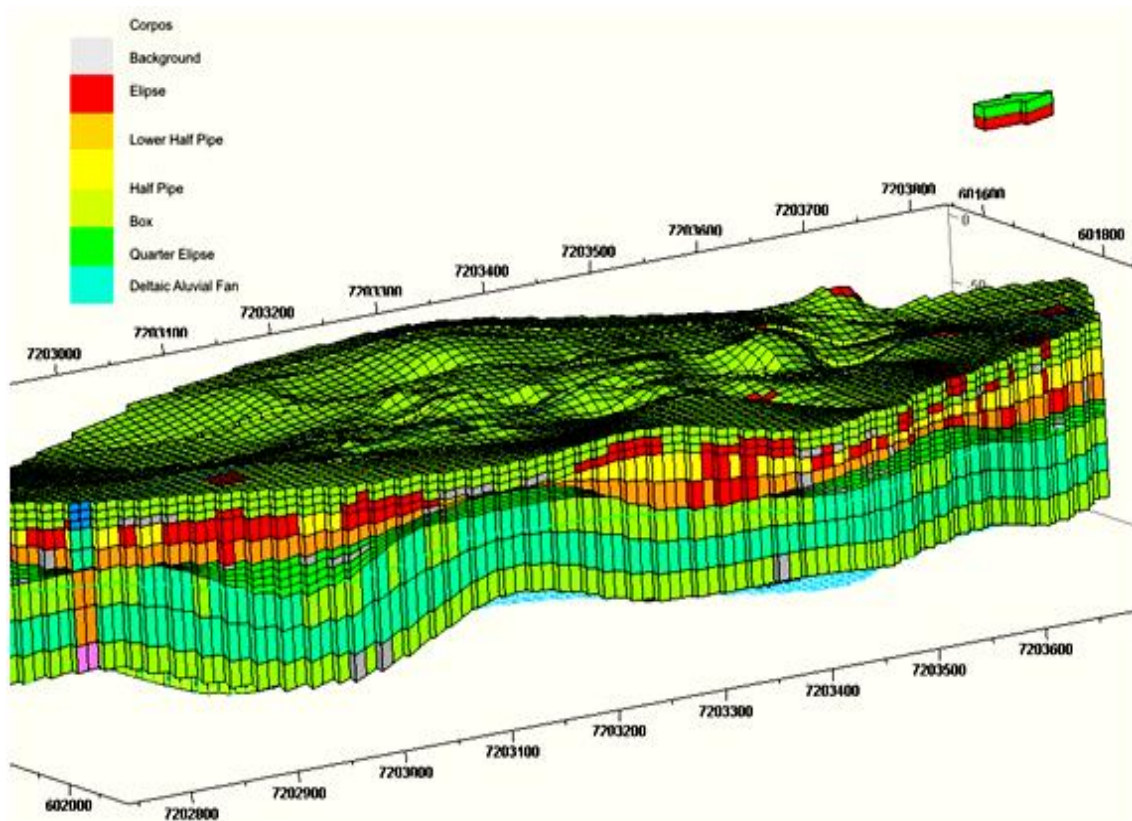


Figura 87 - Modelo 3D completo com todas as zonas. As cores representam as formas de corpos geométricos contidos em cada célula.

Na Figura 87, o aspecto canalizado é decorrente da interpretação dos horizontes sísmicos. As subdivisões com células delgadas ou espessas são consequência direta da variação de espessura das zonas.

4.4 Modelagem de fácies deposicionais

Na definição de fácies foi utilizado o modelo proposto por Eyles *et al.* (1993), no qual são atribuídas letras que correspondem ao litotipo e a estrutura deposicional predominante. A estratigrafia do local de estudo foi adaptada a partir do trabalho de Vesely (2006), sendo as fácies presentes representadas nos perfis litológicos verticais, apresentadas na Figura 88.

No local de estudo as zonas 1, 2 e 3 apresentaram variações de fácies mais acentuadas que as zonas 4 e 5. Nas zonas superiores foi necessário aumentar o número de subdivisões para contemplar uma discretização mais específica das fácies. Por exemplo: na zona 1 existiam 2 formas geométricas de corpos sedimentares para serem distribuídas em 3 subdivisões verticais internas. Mas, para esta mesma zona existem 4 tipos de fácies para as mesmas 3 subdivisões. Neste sentido, foi necessário criar mais um subnível de divisão vertical. Na seqüência, segue a descrição da distribuição de fácies nas zonas modeladas.

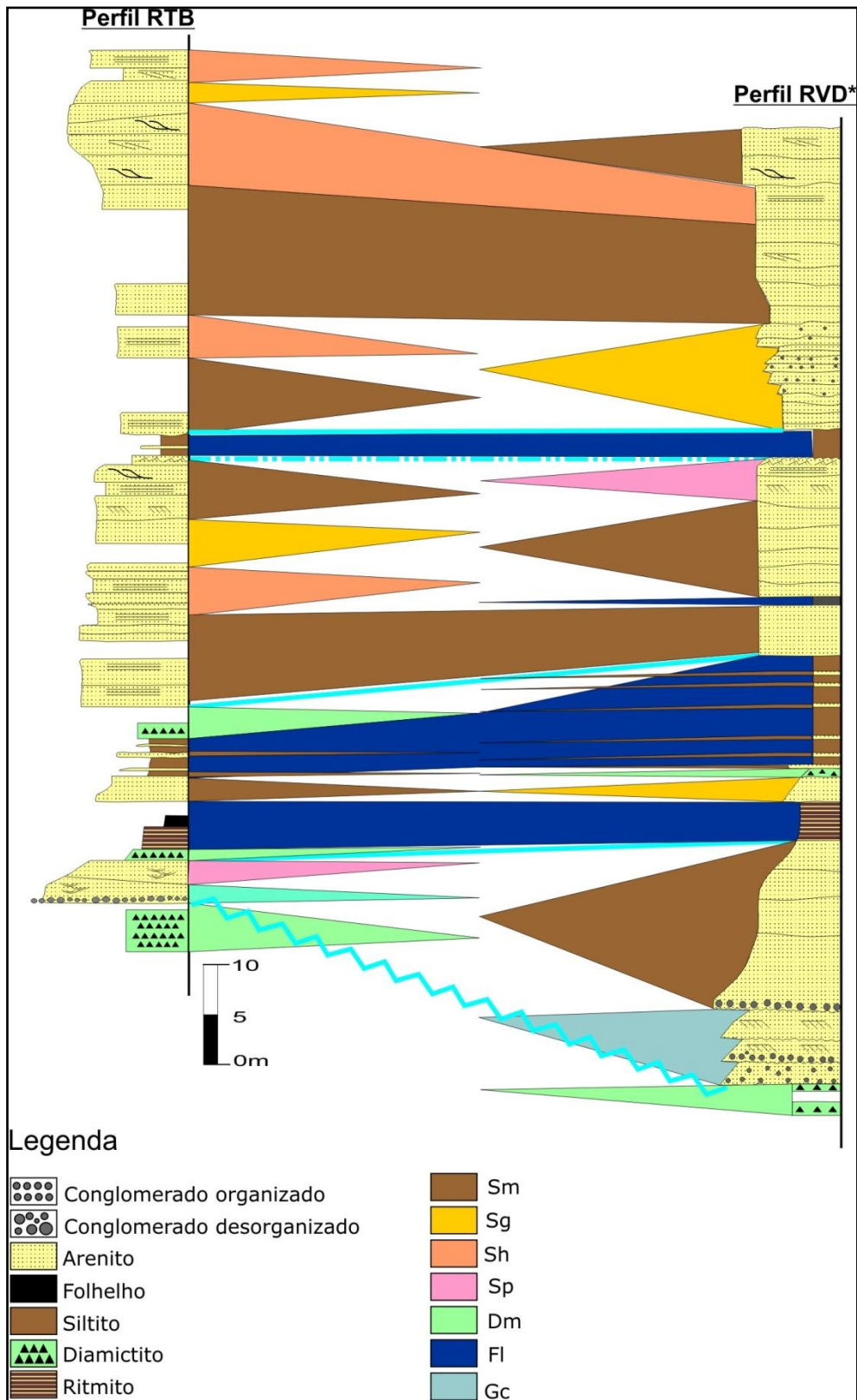


Figura 88 - Perfis litológicos verticais realizados na área de estudo, discretizados e correlacionados em termos de fácies do modelo proposto por Eyles *et al* 1993 (Bocardi, inédito).

4.4.1 Zona 1

Para a Zona 1 foram distribuídas quatro fácies (Sh, Sm, Sg e Fl) com proporções e distribuição de ocorrência vertical diferenciadas para cada uma. A Figura 89 apresenta as funções de distribuição vertical para cada fácies associada a esta zona, sendo A para Sh, B para Sm, C para Sg e D para Fl.

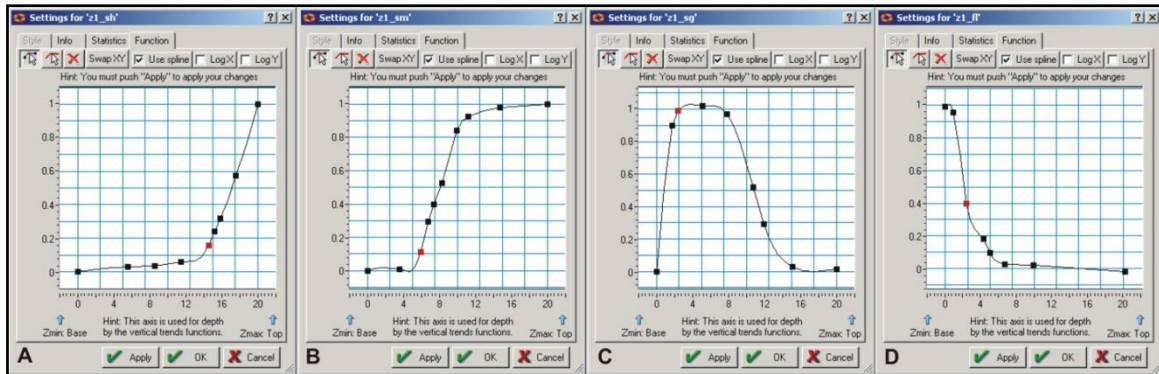


Figura 89 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 1 para a distribuição de fácies.

O resultado da modelagem de fácies da zona 1 é apresentado na Figura 90. Nota-se que a fácies Sh (cor verde nesta figura) manteve concentração maior no topo da zona 1 representando o modelo estratigráfico de distribuição espacial propostos segundo a Figura 89.

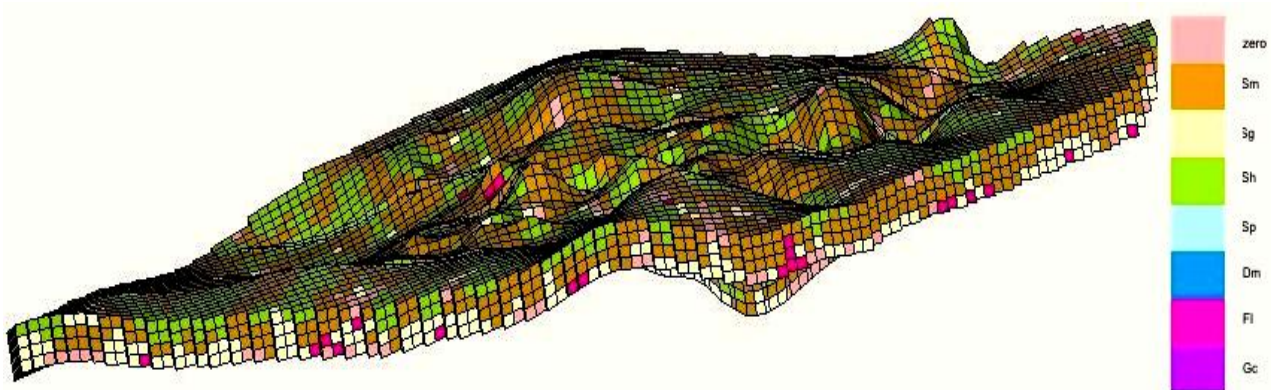


Figura 90 - Resultado da distribuição de fácies na zona 1.

4.4.2 Zona 2

Na zona 2 foram distribuídas cinco fácies (Sp, Sm, Fla, Sg e Flb), com funções de distribuição vertical e proporções específicas para cada fácies, apresentada na Figura 91 (Figura 89A para Sp, 89B para Sm, 89C para Fla, 89D para Sg e 89E para Flb).

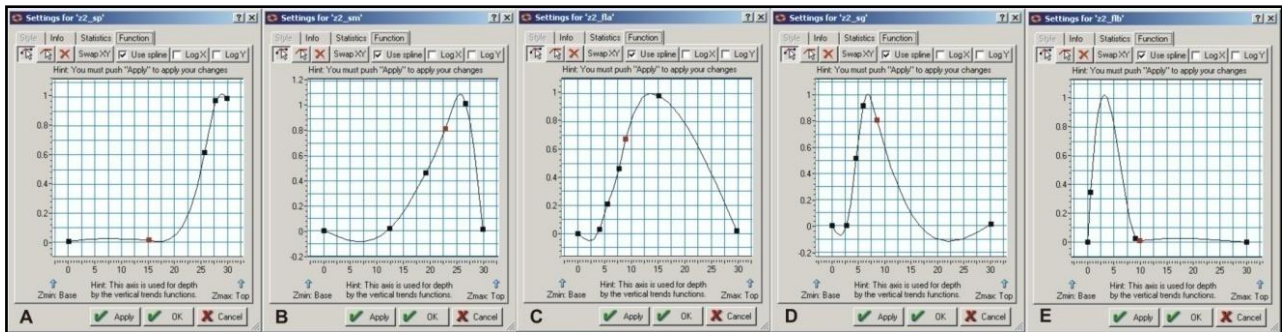


Figura 91 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 2 para a distribuição de fácies.

A Figura 92 apresenta a modelagem de fácies para a zona 2. Nota-se que no caso da zona 2 ocorrem duas camadas internas com predominância da Fácies Fl. Neste caso particular, as camadas foram nomeadas de Fla e Flb. Assim cada uma dessas camadas Fl possuiu uma função de distribuição vertical particular, de acordo com sua posição espacial na estratigrafia. Mas após a modelagem as duas camadas serão representadas pela mesma cor (rosa) no modelo, como observado na Figura 92.

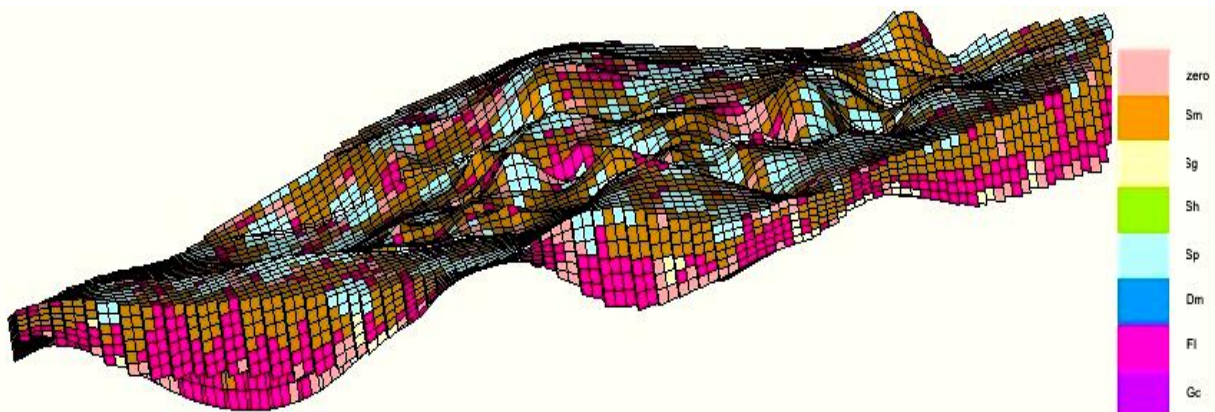


Figura 92 - Resultado da distribuição de fácies na zona 2.

4.4.3 Zona 3

Na zona 3 foram relacionadas três fácies (Sm, Gc e Dm), com proporções e funções de distribuição vertical específicas para cada fácies, apresentada na Figura 93 (Figura 91A para Sm, 91B para Gc e 91C para Dm).

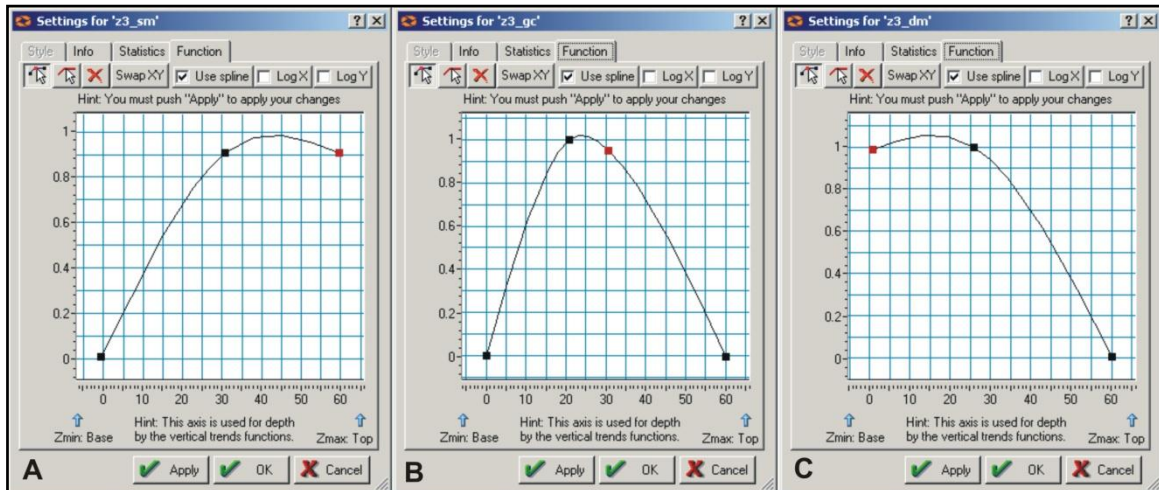


Figura 93 - Funções de distribuição vertical utilizadas na zona 3 para a distribuição de fácies.

O resultado da modelagem de fácies para a zona 3 é apresentado na Figura 94. Nota-se que as funções de distribuição vertical possuem áreas em comum, ou seja não são totalmente contrastantes e, portanto, a fácies Dm (em azul), foi distribuída principalmente na base, mas também alguns *voxels* do topo foram assinalados com esta fácies.

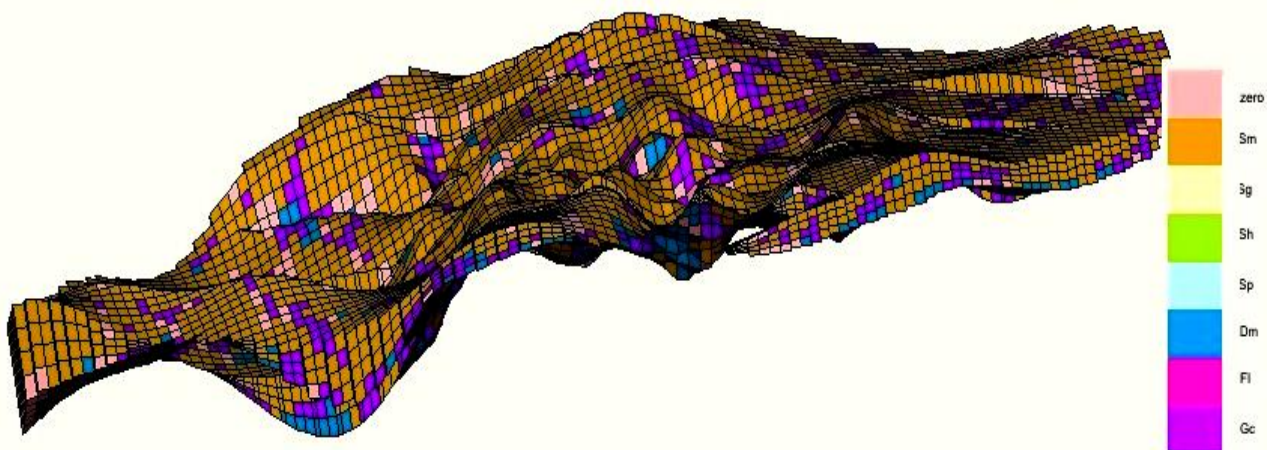


Figura 94 - Resultado da distribuição de fácies na zona 3.

4.4.4 Discretização de propriedades

Este conjunto de informações discretizadas, obtidas a partir das características geométricas e fáciológicas de cada zona, foram inseridas no modelo 3D. De forma geral, estas características embora distintas, podem ser correlacionadas. Neste sentido, foram geradas subpropriedades para as zonas, com objetivo de transformar a codificação interna do modelador para uma simplificação booleana (Figura 95). Ou seja, para cada forma geométrica dos corpos, foi indicado a ausência ou presença de uma determinada forma geométrica. A multiplicação desta subpropriedade por uma outra discretização resultará num terceiro produto.

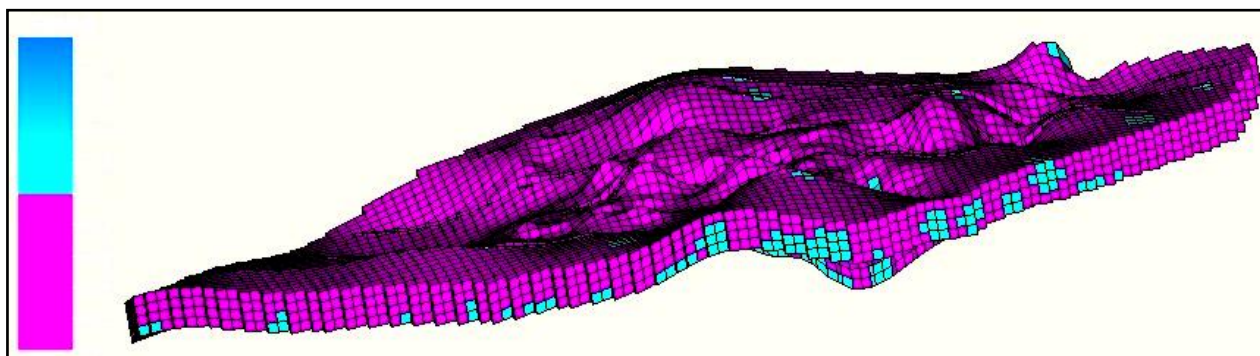


Figura 95 - Representação de ausência ou presença da propriedade forma de geométrica de corpos do tipo *elipses*. Azul – presente.

Este produto representa a distribuição de uma determinada forma geométrica de corpo dentro de uma zona específica (Figura 96). A cor bege desta figura representa todas as células que não contêm a forma de corpo *elipse* na zona 1. Caso alguma nova propriedade seja gerada somente utilizando as células com forma geométrica *elipse*, este modelo será utilizado como base para este procedimento.

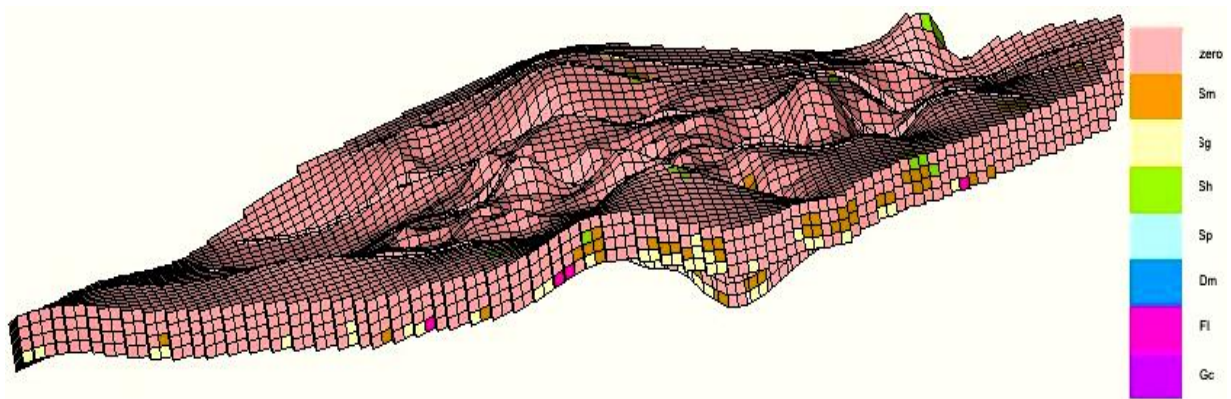


Figura 96 - Após a discretização é possível visualizar a distribuição de determinada propriedade baseada em outra propriedade, permitindo operações matemáticas entre filtragens.

A Figura 97 apresenta a distribuição da forma geométrica *ellipse*, com uma filtragem para eliminar os valores nulos - presentes na figura anterior - e assim possibilitar a visualização do comportamento das fácies somente nos corpos geométricas em *ellipse*.

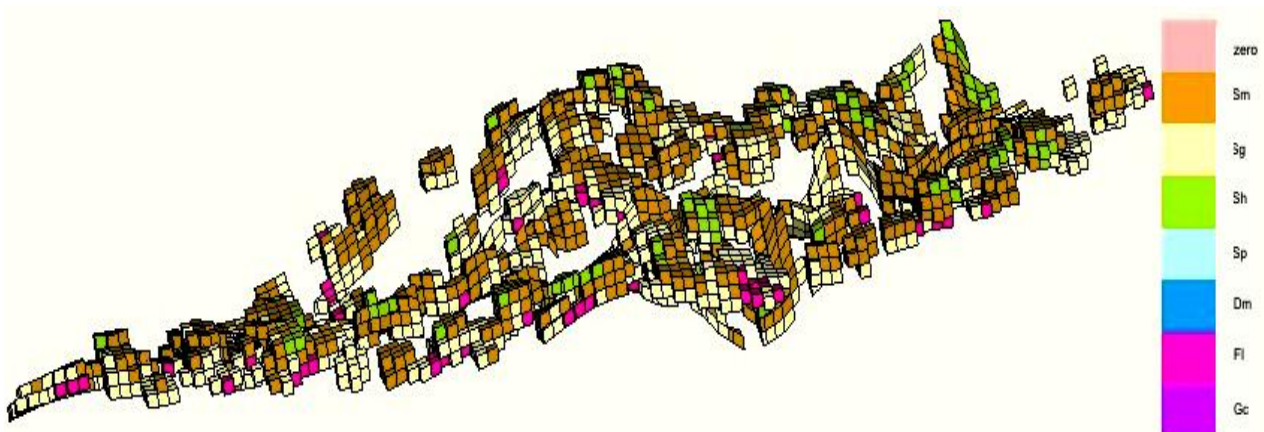


Figura 97 - Representação com transparência nas células que não contêm a propriedade forma geométrica de corpos do tipo *ellipse*.

4.5 Modelagem de propriedades petrofísicas

Como continuidade dos processos integrados de modelagem, e tendo como objetivo concreto definir parâmetros para a simulação de fluxo foi executada uma associação das propriedades porosidade e permeabilidade, presentes numericamente em cada célula, com dados de afloramentos e amostras.

Através de ensaios físicos com amostras, recolhidas nos afloramentos e em poços exploratórios rasos na área de estudo, foram determinadas algumas relações entre a porosidade e as fácies. Foi observado que a porosidade possui uma variação vertical acentuada nas fácies e que esta característica deve ter importante influência no comportamento de um reservatório análogo. A Figura 98 mostra algumas relações observadas entre as fácies e as porosidades. Neste caso a fácies Sm corresponde a arenito maciço; Sh - arenito laminado; Sg - arenitos com gradação normal. Na figura em questão, as setas indicam o aumento de porosidade. Observa-se que a fácies Sh apresenta um comportamento variado de porosidade de acordo com a inclinação das laminações.

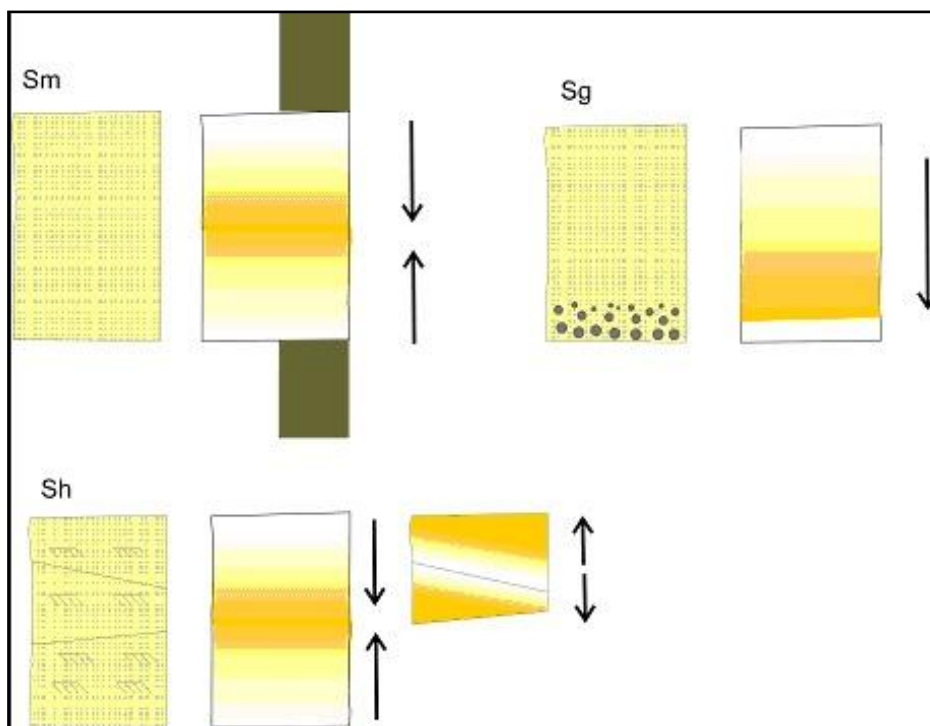


Figura 98 - Distribuição da porosidade de acordo com as principais fácies (adaptado de Bocardi, inédito).

Utilizando a zona 1 como exemplo, que possui formas geométricas tipo *ellipse* e *box*, e variadas porcentagens de distribuição de fácies (Sm, Sg, Sh e Fl). Cada fácies possui um comportamento diferenciado em termos de propriedades petrofísicas, baseadas nas estruturas internas e maturidades da rocha. Estas estruturas internas foram geradas a partir dos vários processos sedimentares que atuaram e conduziram a formação de rochas diferenciadas. Além das estruturas internas, a textura também é um fator determinante para diferenciar estratos semelhantes em termos de geometria de corpos e fácies. Utilizando um exemplo com 5 zonas, a forma

geométrica *elipse*, associada a fácies Sm, pode ter um comportamento físico diferenciado em determinada porção da estratigrafia local. Esta variação no comportamento petrofísico é obtida através dos modelos de associação de fácies e conseqüentes processos deposicionais atuantes, e seu produto direto em termos de maturidade.

No caso da zona 1, as formas de corpos *elipses* têm relação com elementos geométricos do tipo sigmoidal, progradantes, e as formas do tipo *box* a plano-paralelas, relacionadas a processos que envolvem fluxos de alta turbulência.

A partir desta relação simplificada de propriedades de interesse, pode-se visualizar na Tabela 4.3 os valores indicados para cada célula que contenha as duas propriedades simultaneamente (forma geométrica e fácies).

Tabela 4.3 - Representação da associação entre a forma geométrica de corpos e as fácies e os valores numéricos de porosidade na zona 1.

Forma Geométrica dos corpos	Fácies	Porosidade	Características
<i>Elipse</i>	Sm	15%	Maciço, médio, imaturo, estratos truncados
	Sg	10% - topo 20% - base	Gradação normal, estratos truncados, médios a grossos
	Sh	13%	Laminado médio a fino, estratos truncados
	Fl	7%	Estratos escavados por canais
<i>Box</i>	Sm	18%	Maciço, médio, imaturo, estratos preservados
	Sg	12% - topo 22% - base	Gradação normal, estratos preservados, médios a grossos
	Sh	15%	Laminado médio a fino, estratos preservados
	Fl	4%	Estratos preservados

Na Figura 99 são apresentados os parâmetros de preenchimento das células que contêm a forma geométrica tipo *elipse* e fácies Sm. Nesta situação para a zona 1 foi estipulado que a porosidade total desta célula será 15%. Como neste caso não existe uma variação vertical da

porosidade no modelo conceitual, não foi necessária a utilização de uma função de distribuição vertical.

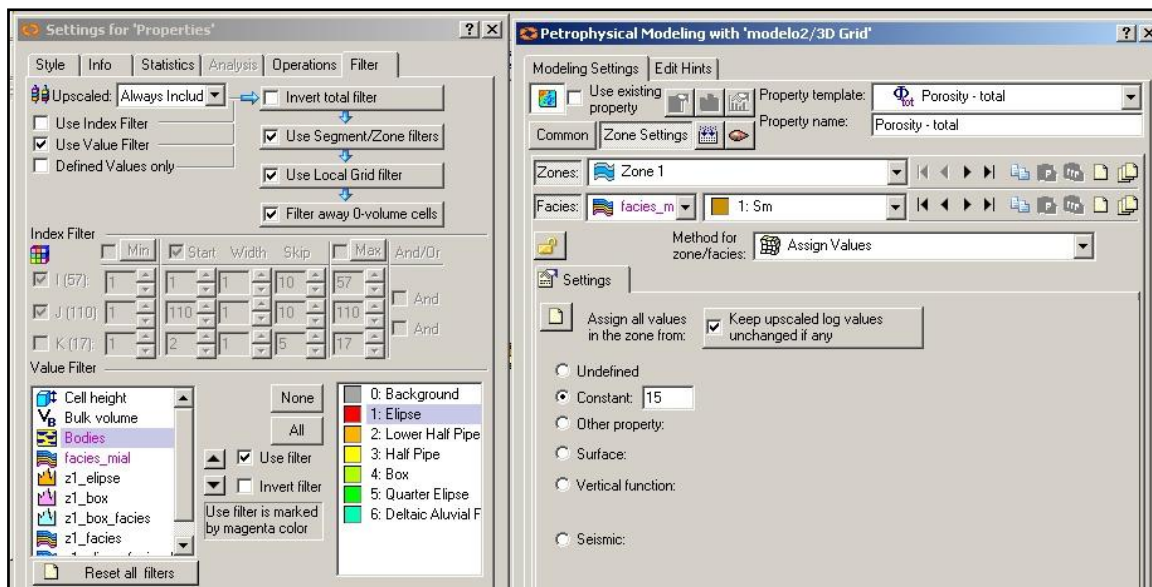


Figura 99 - Parâmetros no programa Petrel de preenchimento das células que contém a forma geométrica tipo *elipse* e a fácies Sm.

Entretanto, para células que contenham a forma geométrica tipo *elipses* e fácies Sg, ocorre uma gradação normal, onde provavelmente o topo possui valores de porosidades menores do que a sua base. Desta forma, foi definida uma função simples, determinando a espessura da zona no eixo horizontal e o valor de porosidade (em porcentagem) no eixo vertical, apresentada na Figura 100.

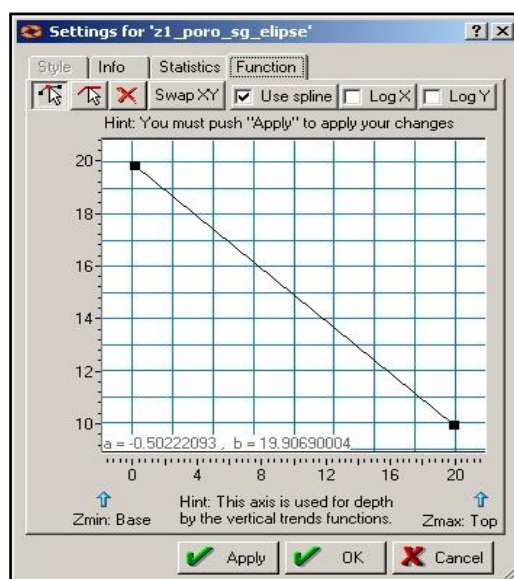


Figura 100 - Função utilizada na distribuição de porosidade nas células que contenham forma geométrica *elipse* e fácies Sg.

O resultado da modelagem da porosidade nas células que contenham apenas as formas geométricas de corpo tipo *elipse* pode ser observado na Figura 101. Nesta figura, observam-se alguns contrastes abruptos de valores de alta porosidade, em células vizinhas com baixa porosidade. Esta situação é uma consequência direta do tipo de dado de entrada utilizado nesta modelagem. Existindo um controle por poços, que trazem a tona valores de dependência espacial e distribuição das propriedades petrofísicas, estes contrastes seriam minimizados. Outro dado que pode suavizar esta variabilidade de propriedades, consiste nos atributos sísmicos, usualmente em 3D, como envelope, frequência instantânea, Ondas S convertidas e/ou também correlações com a impedância acústica. Estes dados 3D podem funcionar como uma deriva externa que controlará a modelagem.

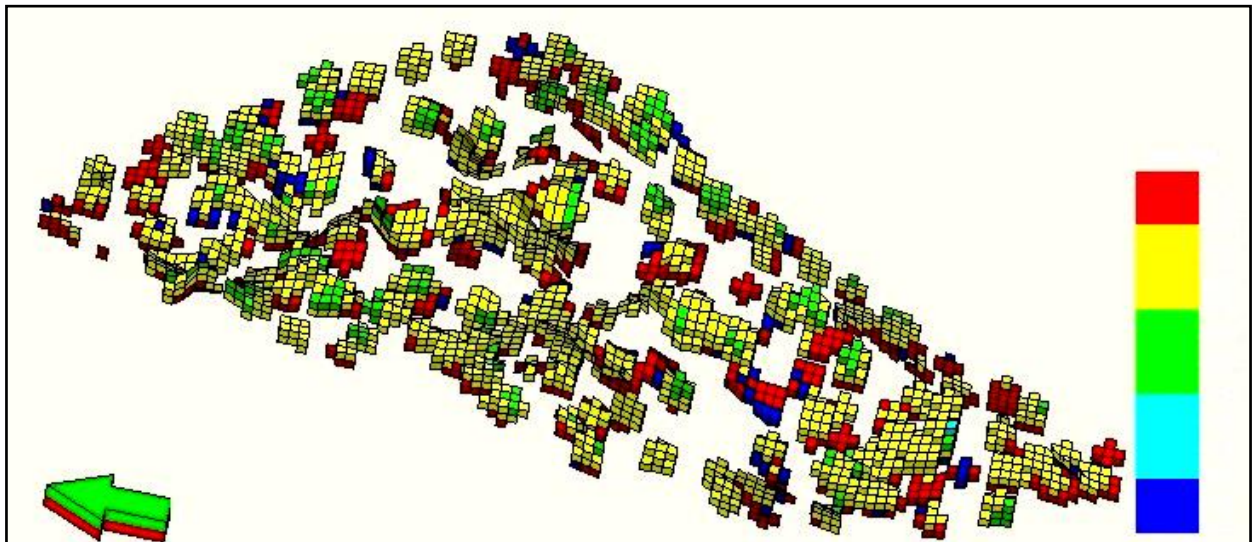


Figura 101 - Porosidade distribuída nas células que contenham forma geométrica tipo *elipse*. Cores quentes igual maiores porosidades.

Seguindo os mesmos procedimentos realizados na modelagem da forma geométrica de corpos tipo *elipse* para o caso da zona 1, o resultado da modelagem da porosidade nas formas geométricas tipo *box* pode ser visualizado Figura 102. A forma geométrica tipo *box* representa uma grande percentagem da zona 1, a figura em questão apresenta maior quantidade de células.

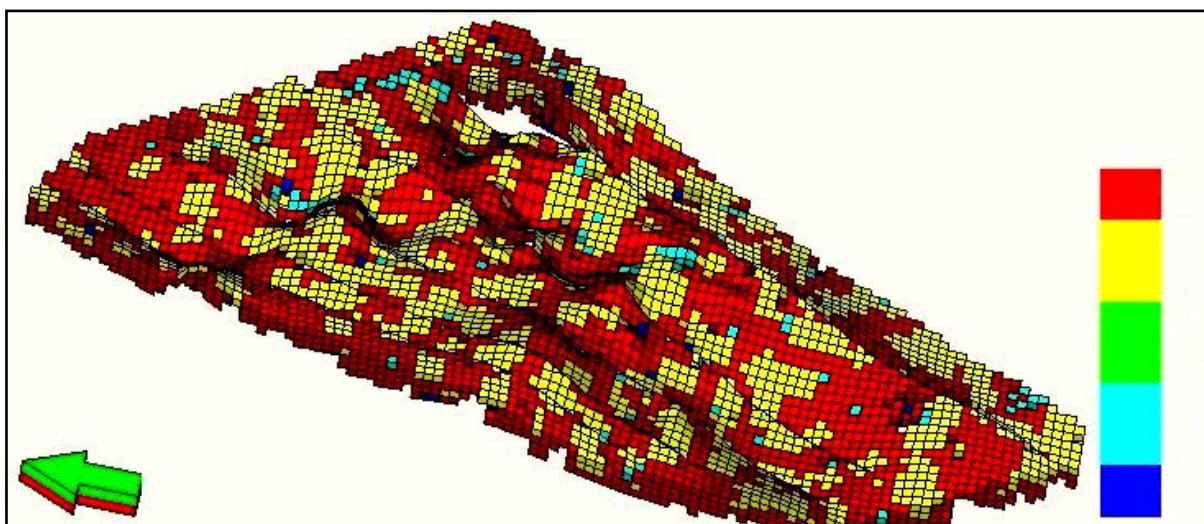


Figura 102 - Porosidade distribuída nas células que contenham *box*. Cores quentes igual maiores porosidades.

A Figura 103 apresenta duas seções verticais da forma geométrica de corpos tipo *box*, mostrando a distribuição da porosidade.

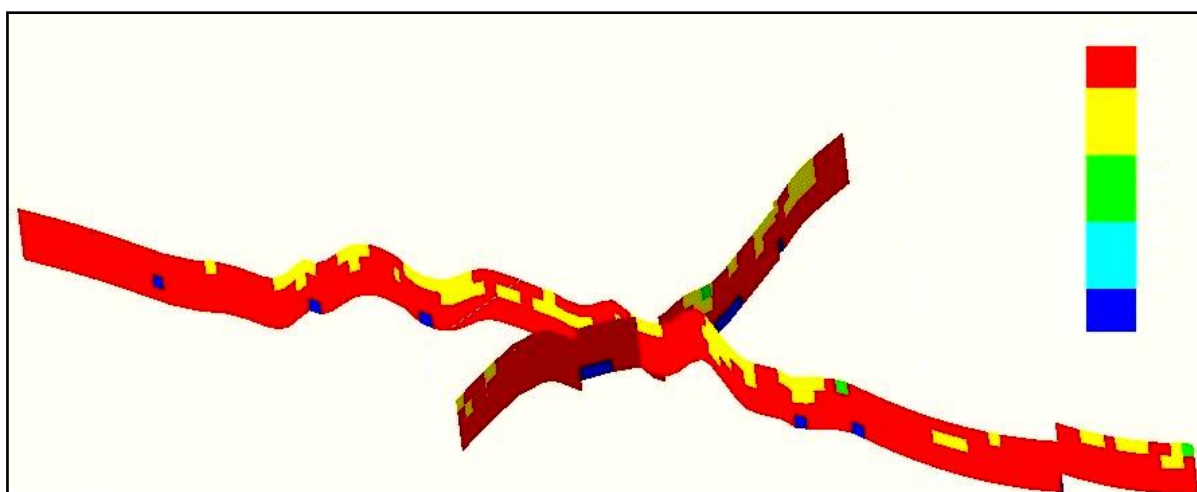


Figura 103 - Porosidade distribuída nas células que contenham *box* (zona 1), visualizadas em duas seções verticais transversais entre si. Cores quentes igual maiores porosidades.

A permeabilidade nos arenitos é uma das propriedades mais variáveis e está associada à história de deposição dos grãos e ao processo de diagênese. Como observado na descrição dos testemunhos de poço, os tamanhos de grãos variam de fino à médio, mas são muito variáveis, com grãos grossos e seixos. A seleção é moderada a pobre. Resultados de testes físicos de permeabilidade com amostras dos afloramentos da área de estudo, indicaram grande variabilidade, resultados semelhantes a mesmos testes realizados com testemunhos de poços profundos da bacia. (Bocardi, inédito)

Mas, apesar de grande variabilidade da permeabilidade observada, quando os valores da mesma são posicionados em gráficos de correlação com a porosidade observa-se uma tendência tênue (Figura 104).

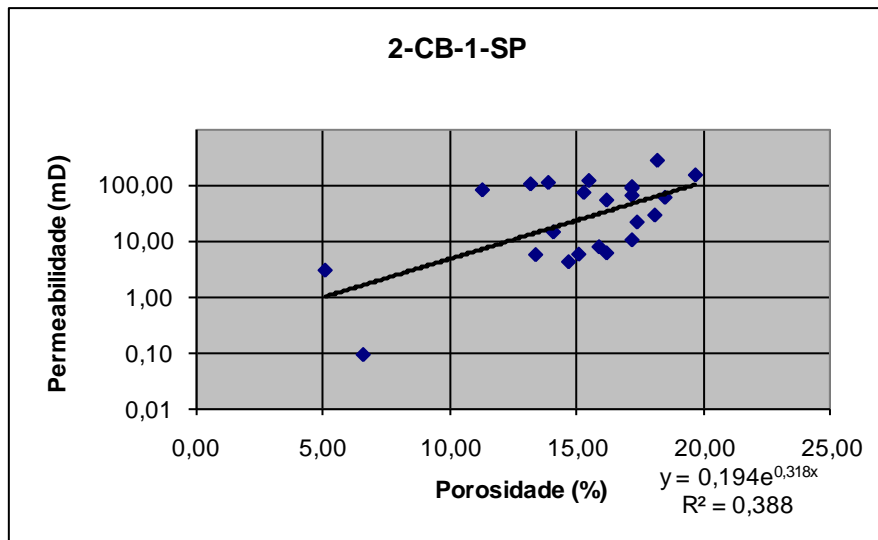


Figura 104 - Gráfico de dispersão mostrando tendência de aumento da permeabilidade com aumento da porosidade - poço 2-CB-1-SP , adaptado de Bocardi, inédito.

Como seria necessário obter valores de permeabilidade para o modelo 3D optou-se pela utilização da equação da reta (observar que o eixo vertical é logarítmico, portanto, a equação da reta não é do tipo $y=ax+b$) de um dos gráficos de dispersão. Desta forma, todos os valores de permeabilidade foram gerados com base nos valores de porosidade, mantendo assim uma aparente correlação matemática observada em ensaios com testemunhos de uma área com mesma unidade geológica.

4.6 Modelos simulados

Qual é a influência das fraturas nos resultados de uma simulação de fluxo (gás) em um reservatório fraturado análogo ao Campo de Barra Bonita? Visando abordar essa questão foram definidos quatro modelos para simulação. Sendo um modelo sem fraturas, um com fraturas barreiras, um com fraturas condutos e para finalizar um com uma situação intermediária entre

barreiras/condutores. Desta forma, circundando possibilidades de comportamento hidráulico das fraturas em um reservatório fraturado.

Entretanto, antes de realizar a simulação foi utilizado um processo de redução de escala para que a resolução do reservatório fraturado contenha um número de células menor, facilitando o processamento computacional.

4.6.1 Resultados da redução de escala (*Upscaling*)

O modelo original possuía 257000 células, enquanto que o modelo após este processo foi reduzido para 9000 células. A distribuição espacial de propriedades petrofísicas sofreu alterações mais significativas na suavização em regiões pequenas, com concentrações de valores anômalos.

A maioria dos programas de simulação de fluxo encontram problemas com os modelos criados a partir de processos de modelagem geológica. Intuitivamente, ocorre a tentativa de criar um modelo 3D contendo todas as variações geológicas interpretadas em seções sísmicas, dados de poços e no caso de modelagem de análogo as informações de campo. Normalmente, estes modelos ultrapassam a casa de 300.000 células, enquanto os programas de simulação sugerem limitar o processamento em no máximo 100.000 células, para otimizar os trabalhos evitando processamentos muito demorados.

Uma das formas de minimizar este problema do tamanho e quantidade de subdivisões dos modelos 3D é utilizando um processo chamado de *upsaling*. Este procedimento consiste em criar uma relação entre um modelo detalhista com um modelo grosso específico para a simulação de fluxo. Evidentemente, este modelo criado perderá informações de alta resolução em relação ao modelo geológico fino, mas o objetivo é criar um modelo que seja mais realista possível e que seja adequado computacionalmente para a simulação de fluxo.

Para a realização deste processo de mudança de escala primeiro é necessário adequar o arcabouço geométrico do modelo 3D, para posteriormente poder redistribuir nas células as propriedades necessárias para a simulação de fluxo.

O modelo estrutural utilizado para gerar o arcabouço da simulação é exatamente o mesmo, ou seja, as mesmas fraturas e os mesmos horizontes sísmicos. Estas informações serão compartilhadas por ambos os modelos. Para efetivar este procedimento foi utilizado o programa Petrel. Para realizar este procedimento é necessário recalculer o processo de *Pillar Griding*. Também é necessário assinalar fraturas do tipo “zig-zag” e modificar a resolução de I e J.

A Figura 105 apresenta os parâmetros para a geração do novo *grid* 3D específico para ser aplicado no processo de simulação de fluxo. Inicialmente, no modelo geológico foi utilizado um incremento de 10 m no plano IJ, enquanto no modelo para simulação foi aumentado para 30 m. A variação no incremento do plano IJ apresenta pouca mudança no aspecto geral dos dois *grids*, como pode ser observado na Figura 106.

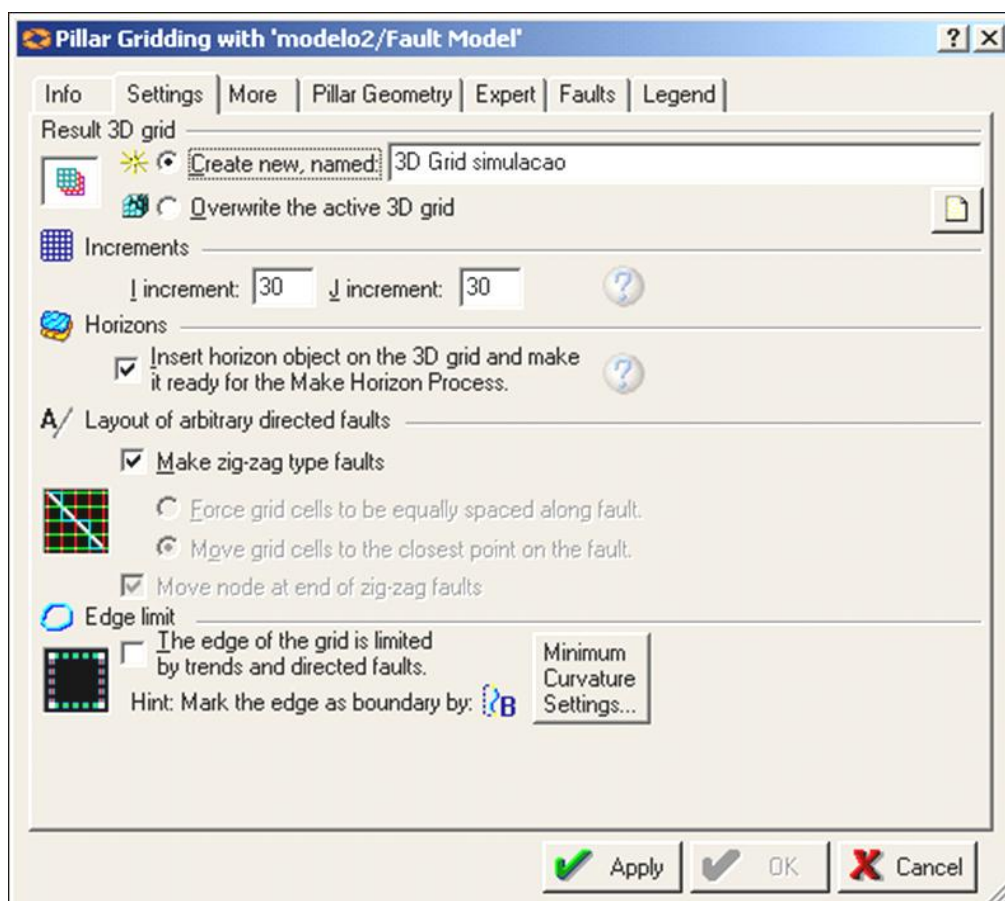


Figura 105 - Parâmetros no Petrel para a geração do *grid* para a simulação de fluxo.

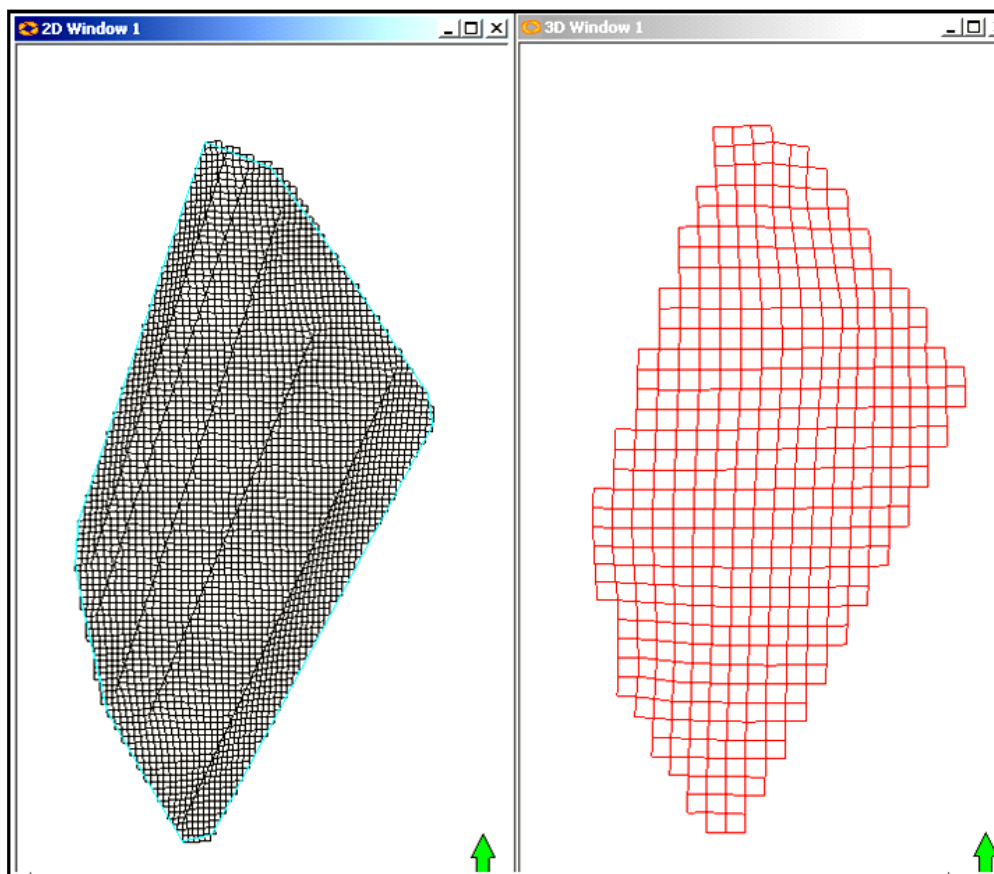


Figura 106 - Aspecto geral do *grid* com incremento de 10 metros (esquerda) e com incremento de 30 metros (direita).

Entretanto, a direção geral das estruturas tectônicas continua sendo respeitada, ocorrendo apenas um desvio em forma de escada em cada célula, respeitando os limites externos de cada volume (Figura 107). As fraturas contidas neste modelo foram convertidas para o simulador através do programa desenvolvido durante o estudo (GeoGrid3D).

Esta situação é favorável a simulação de fluxo porque a transmissibilidade é um parâmetro intrínseco aos limites das células que são cortadas por fraturas. Ou seja, mesmo que na visualização do *grid* mais detalhista imagina-se que as fraturas serão melhores simuladas, quando o programa simulador for calcular a passagem do fluxo no *grid* após o *upscaling*, irá levar em consideração a célula inteira e não somente o trecho transpassado pela estrutura tectônica.

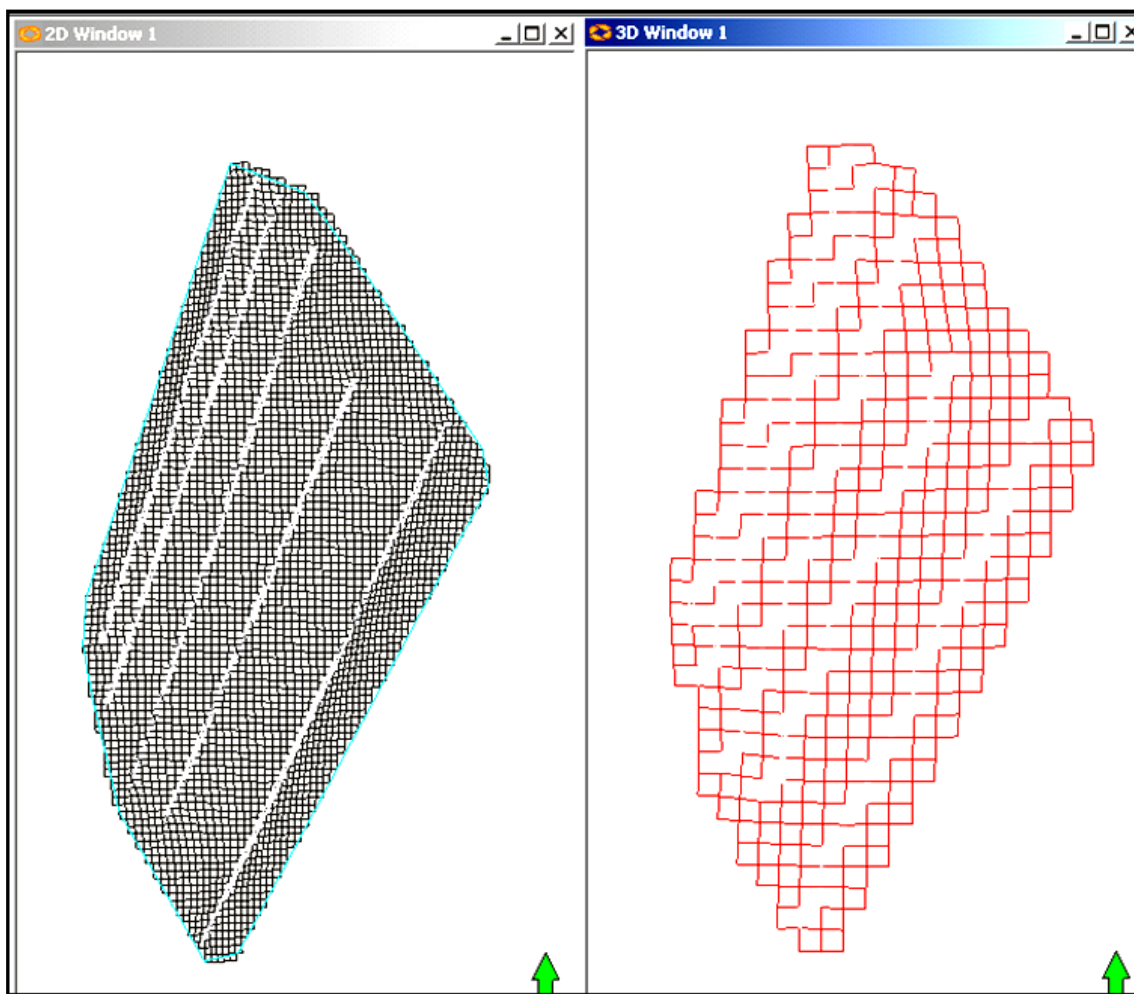


Figura 107 - Aspecto geral do *grid* com a visualização das estruturas tectônicas com incremento de 10 metros (esquerda) e com incremento de 30 metros (direita).

O passo seguinte consiste na amarração do zoneamento vertical do *grid* fino ao *grid* de simulação, restringindo o número de subdivisões em cada zona. No modelo geológico foram utilizadas até 10 subdivisões para cada zona, no sentido de permitir uma distribuição das propriedades baseadas num zoneamento vertical observado em dados de campo. Para o modelo de simulação estas 10 subdivisões foram transformadas para três, como pode ser observado na Figura 108.

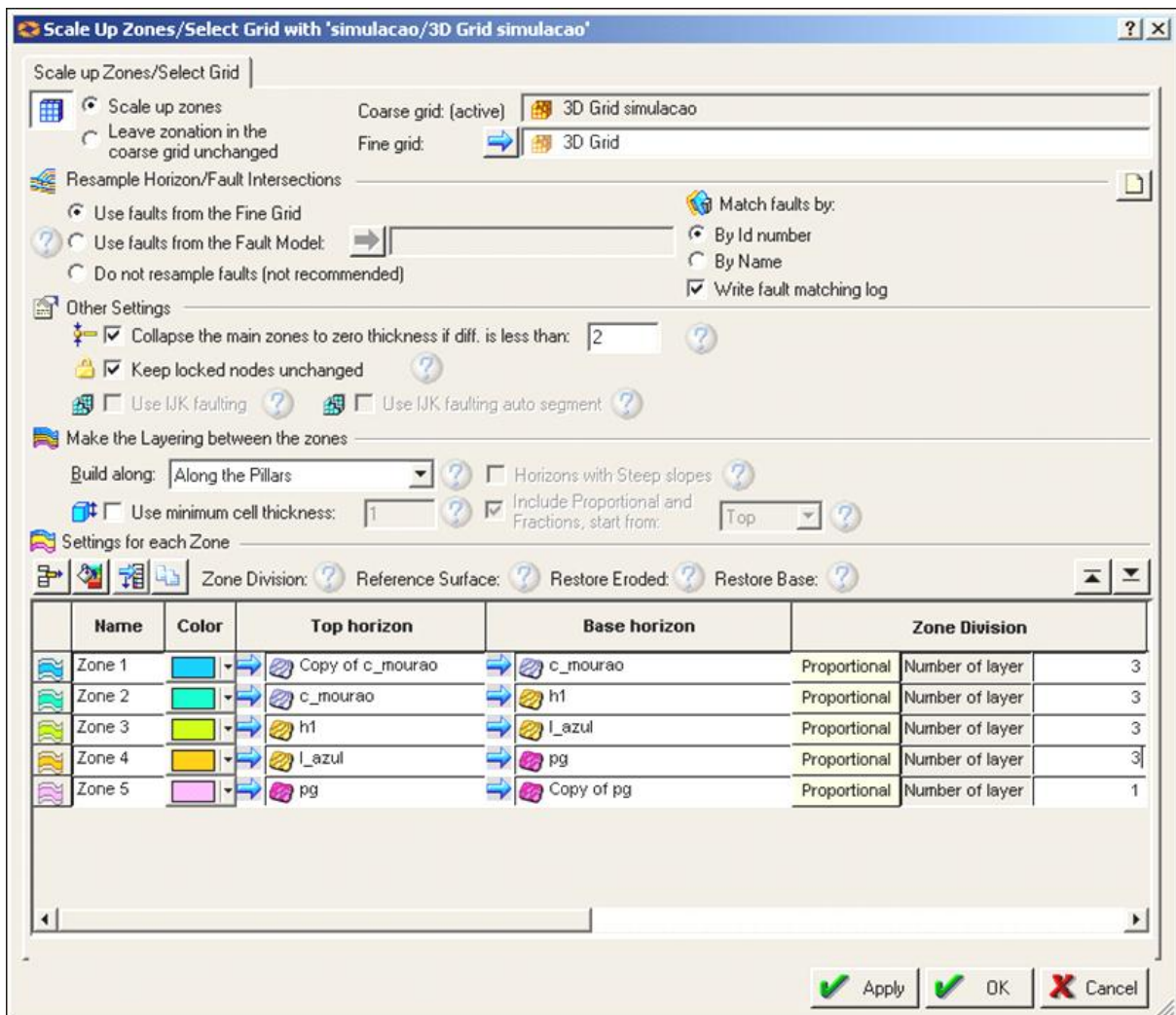


Figura 108 - Amarração do zoneamento vertical do *grid* fino ao *grid* de simulação, com restrição do número de subdivisões para cada zona.

A princípio, pode parecer que este processo de redução de subdivisões irá prejudicar a forma do modelo 3D, mas o que ocorre é apenas uma simplificação das estruturas de pequeno tamanho, permanecendo o arcabouço geral condizente com o modelo geológico inicial. A Figura 109 apresenta o resultado após o procedimento de redução de subdivisões, mostrando a similaridade entre os dois modelos geológicos.

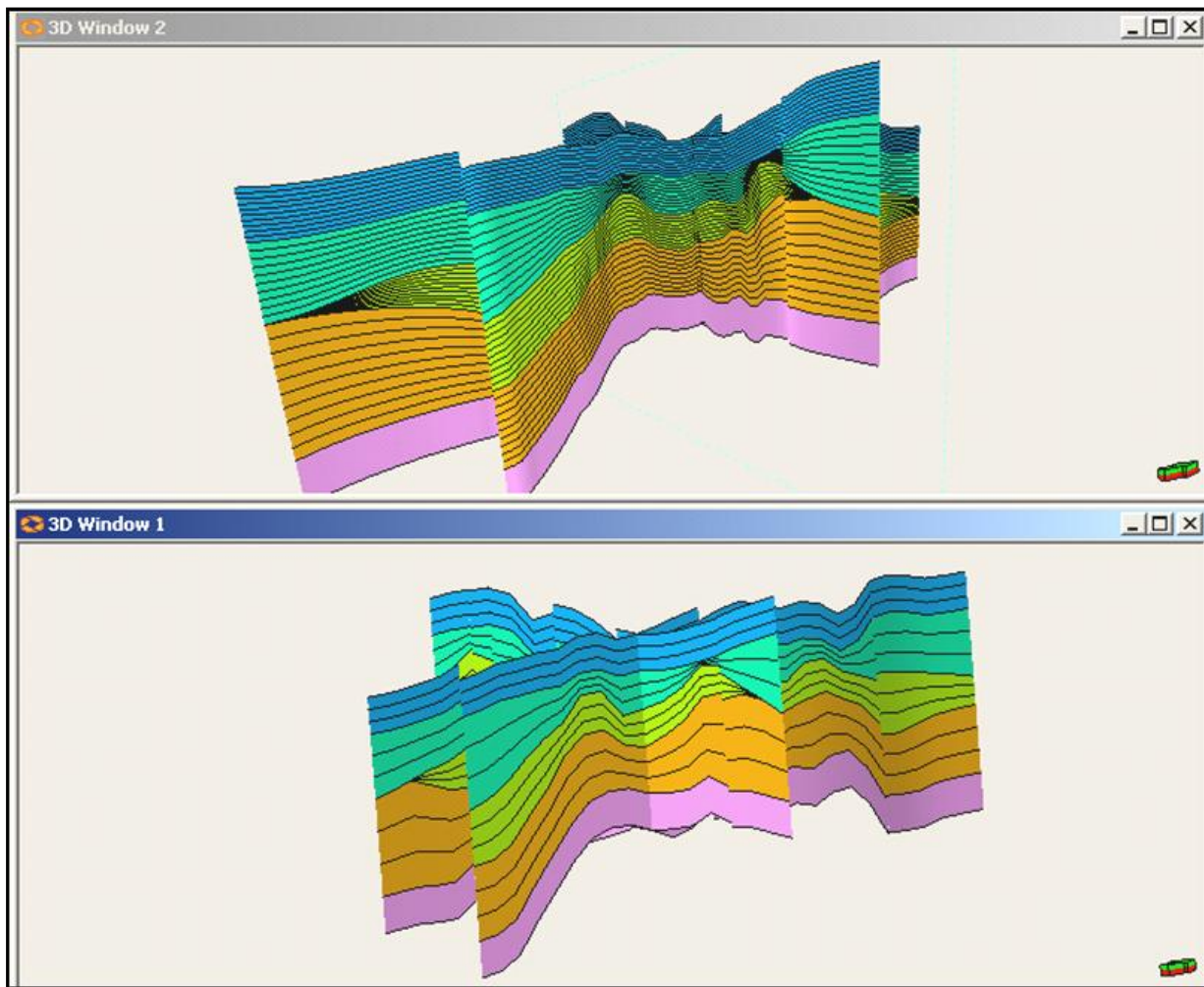


Figura 109 - Seções verticais antes do procedimento de redução de subdivisões (painel superior) e após (painel inferior).

Após a redução do número de subdivisões em cada zona, existe a necessidade de correlacionar quais divisões do modelo fino têm correspondência no modelo grosso. Desta forma, pode-se relacionar as divisões 1, 2 e 3 da zona 1 do modelo fino com a divisão 1 da zona 1 do modelo grosso e, assim, sucessivamente. Assim, os valores das propriedades que compõem o topo de uma zona, serão utilizados apenas no topo da mesma zona no modelo para simulação, conforme a Figura 110 apresenta.

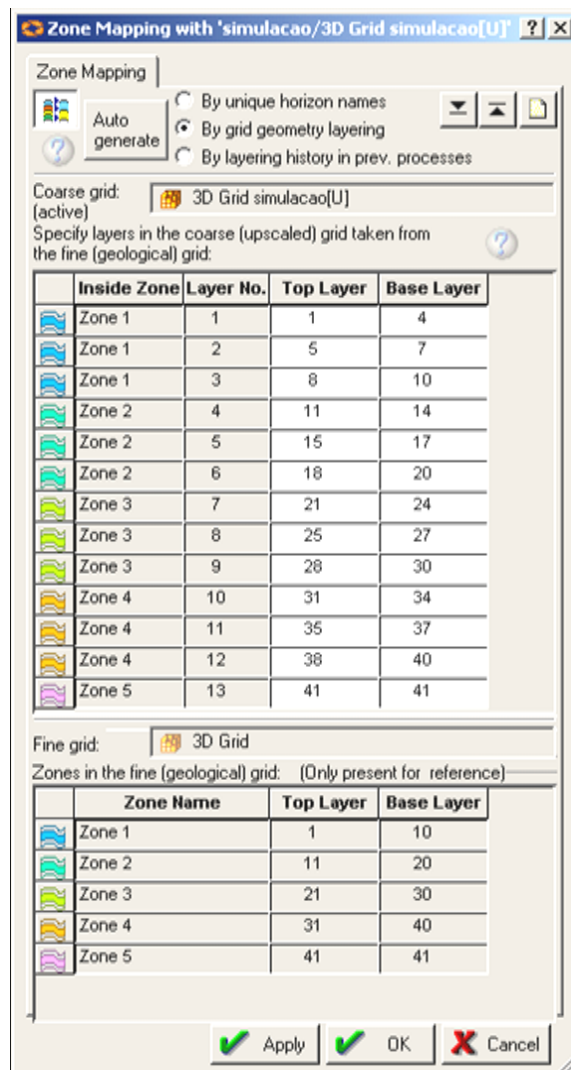


Figura 110 - Janela de equivalência entre modelos de pré e pós *upscaling*.

O próximo passo consiste no preenchimento do novo modelo para simulação com as propriedades físicas geradas no modelo geológico. Cada valor de uma determinada propriedade distribuída no modelo fino pode ser utilizada para determinar um novo valor para as células do modelo de simulação. Existem inúmeros métodos matemáticos para este processo, sendo os principais baseados em médias dos valores ou na quantificação de vetores, quando a propriedade apresentar valores diferentes para cada direção em IJK. No momento do cálculo das médias pode-se levar em conta um ponderador baseado no volume da célula do modelo fino, que está contido na célula do novo modelo.

O procedimento de *upscaling* utilizando o método de média simples obteve um resultado razoável, honrando com sucesso as porções com alta porosidade, mesmo após a diminuição significativa do número de células horizontal e na vertical, como pode ser observado na Figura 111.

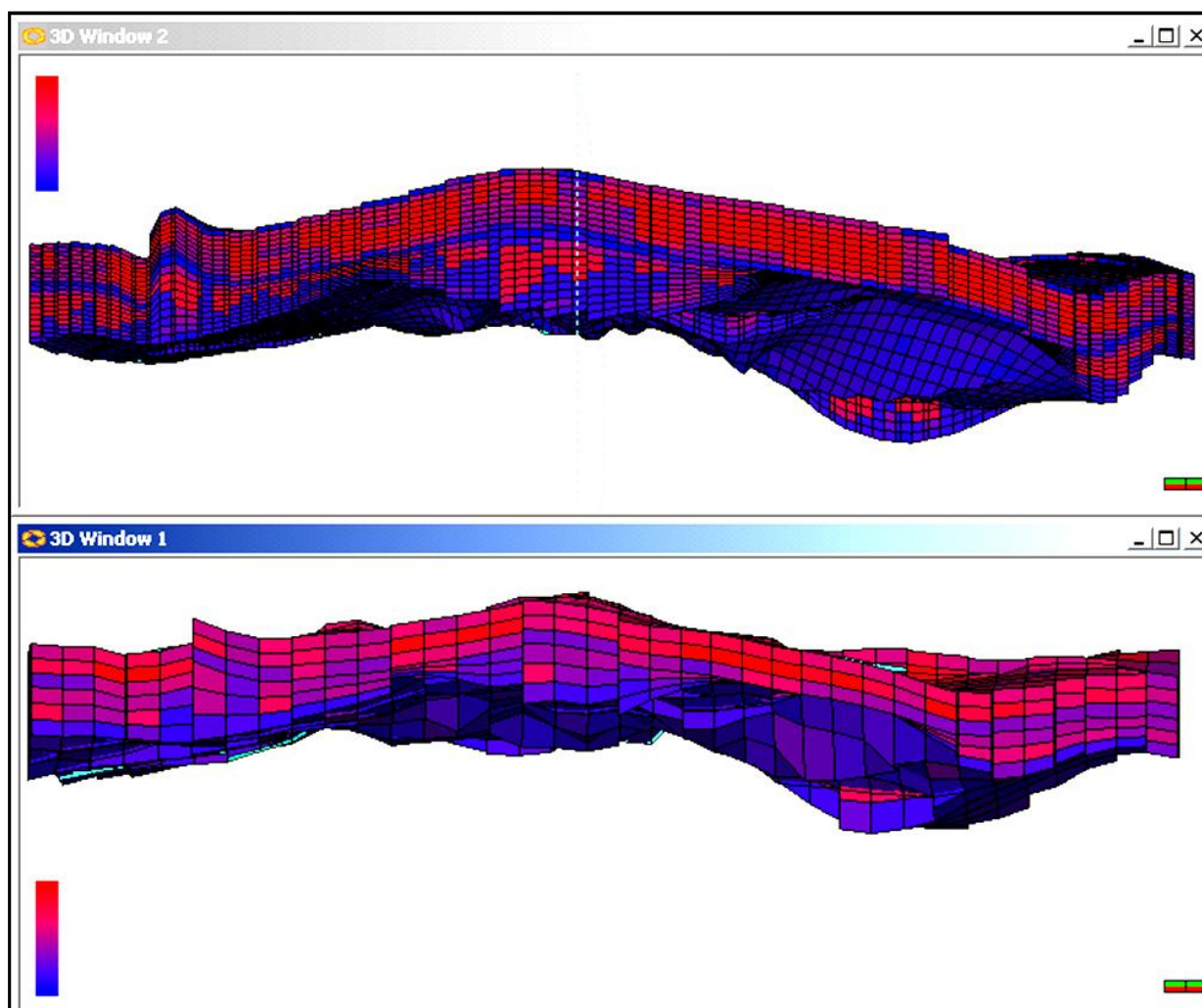


Figura 111 - Distribuição da porosidade no modelo fino (superior) e no modelo de simulação (inferior). Cores quentes igual maiores porosidades.

A Figura 112 apresenta o resultado do *upscaling* através do método de média simples para a propriedade física permeabilidade. Também, neste caso, o modelo de simulação manteve as principais heterogeneidades.

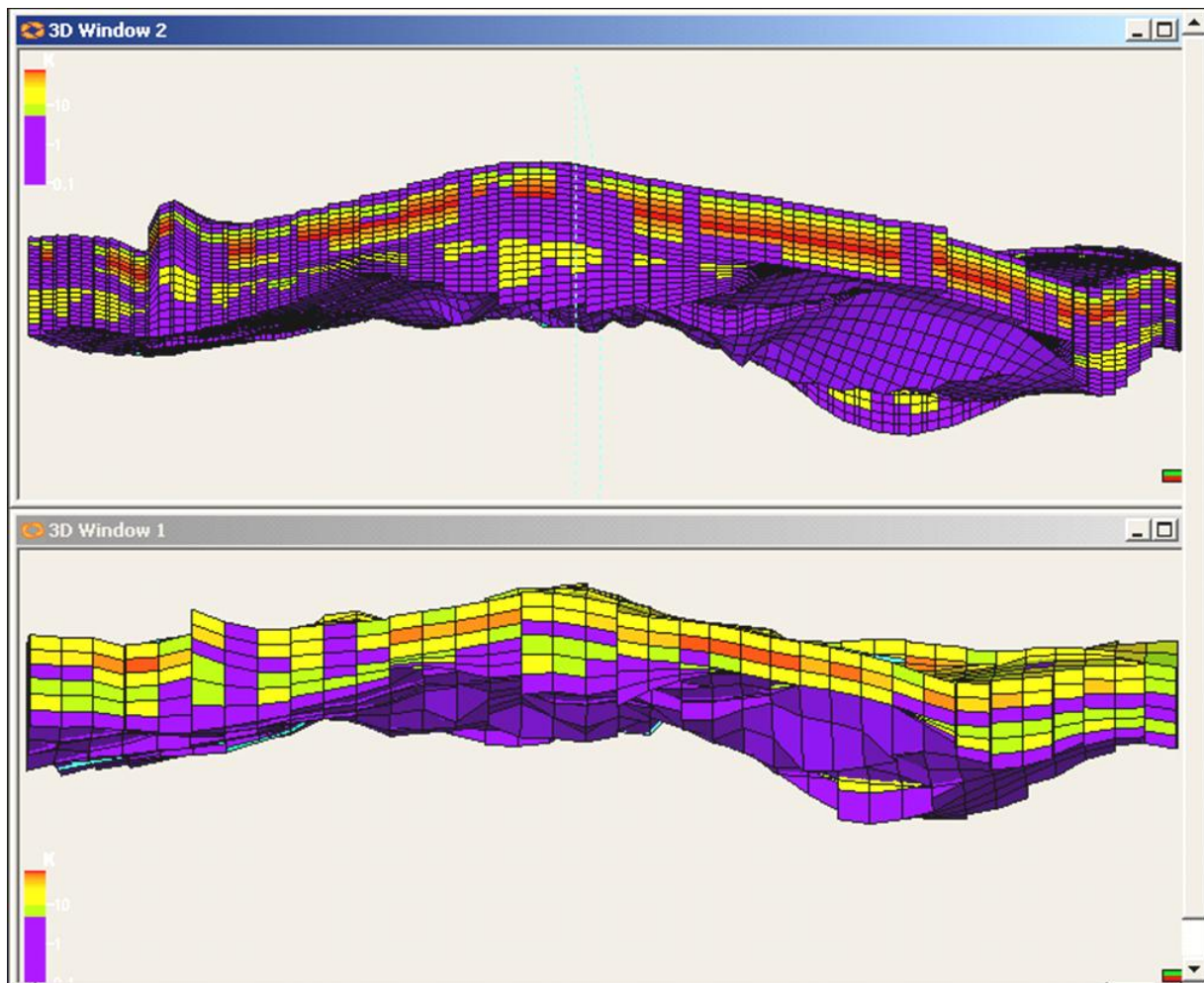


Figura 112 - Distribuição da permeabilidade no modelo fino (superior) e no modelo de simulação (inferior). Cores quentes igual a maiores permeabilidades.

Os resultados finais do processo de *upscaling* foram a redução de aproximadamente 257 mil células para cerca de 9 mil. As dimensões em IJK reduziram de 57x110x41 para 19x36x13.

4.6.2 Resultados da simulação de fluxo

Para o posicionamento de um ou mais poços deve-se definir que posição de IJK deve ser locado o poço. A geometria de distribuição dos poços foi inspirada no arranjo *Five Spot*, com um poço no centro e quatro poços localizados nos vértices. A Figura 113 apresenta a localização dos poços e fraturas utilizados na simulação de fluxo.

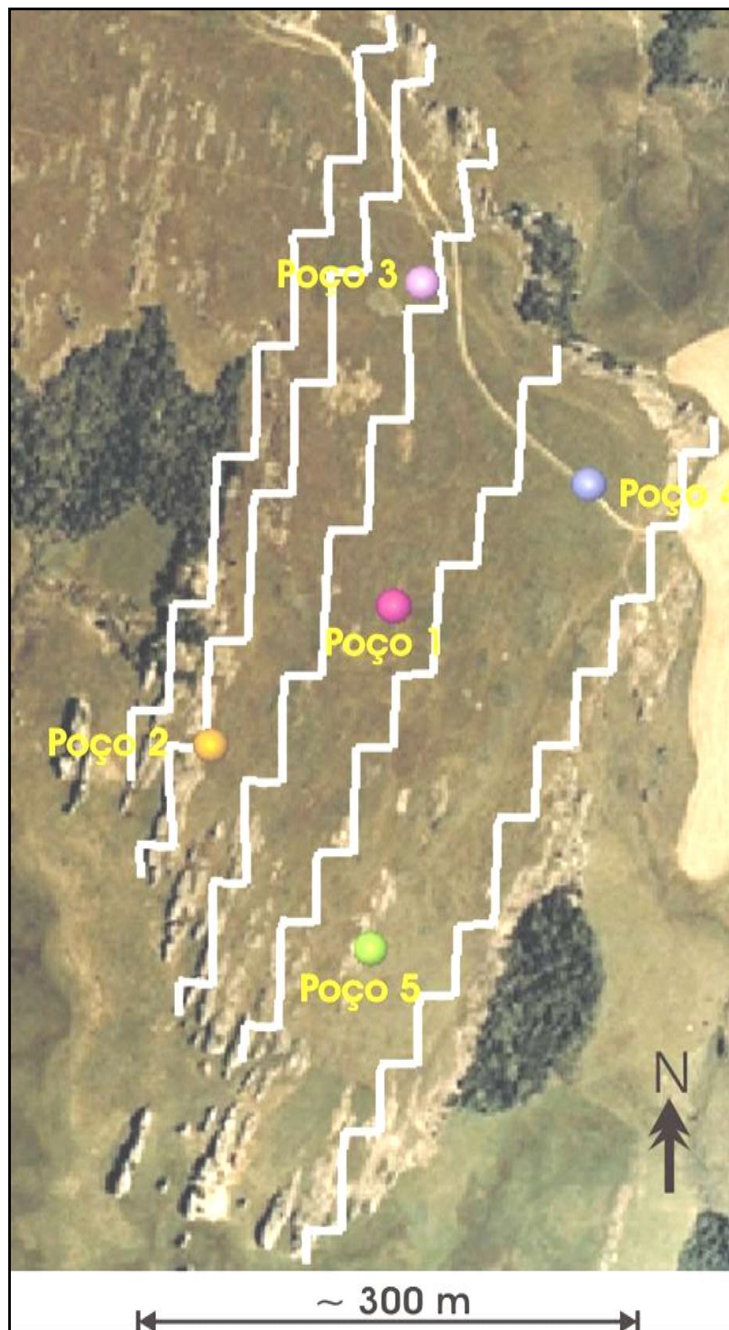


Figura 113 - Fotografia aérea com a localização dos poços e fraturas (linha branca) utilizados na simulação de fluxo.

Os parâmetros inerentes ao reservatório foram os mesmos para todas as simulações. Foi modificada apenas a permeabilidade nas zonas de influência das fraturas. Desta forma, foram totalizadas quatro simulações para o modelo. Foi utilizado um arranjo com cinco poços de produção localizados de forma a abranger todo o reservatório (Figura 114).

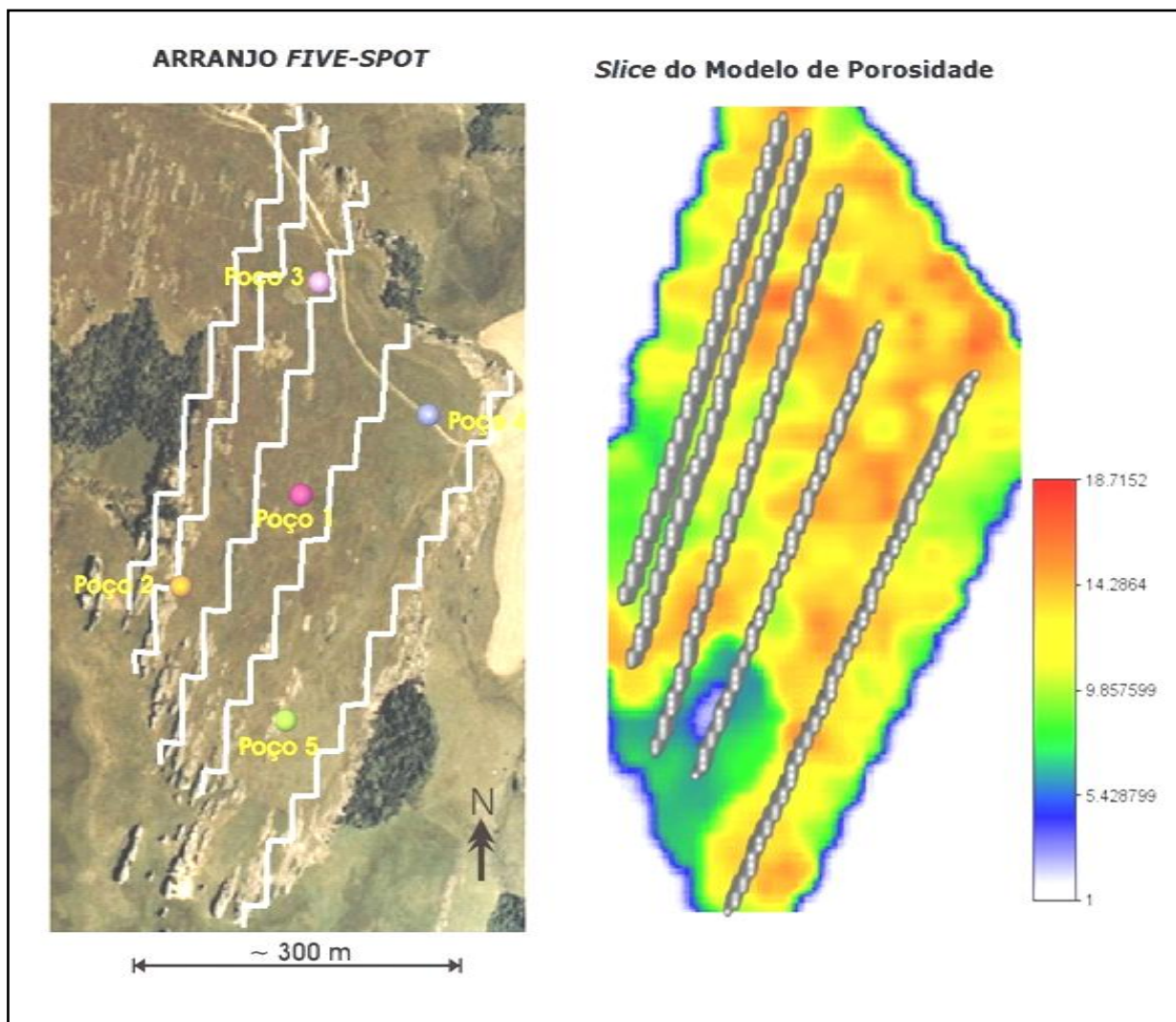


Figura 114 - Arranjo de poços com fraturas (arranjo *Five Spot*) e fraturas sobre uma fatia do modelo de porosidade.

O modelo 3D de propriedades possui relevo derivado dos horizontes interpretados na sísmica. Para que todos os poços atinjam as camadas do topo do reservatório, aqueles foram criados com profundidade mínima a partir de um datum único. Para isso, ao invés de determinar um valor em metros para cada poço, foi utilizada uma profundidade em células. Entretanto, cada célula possui tamanho individualizado e os poços quando convertidos em profundidade podem apresentar comprimentos diferenciados. A Figura 115 mostra uma visão 3D do modelo de propriedades e a localização espacial dos poços.

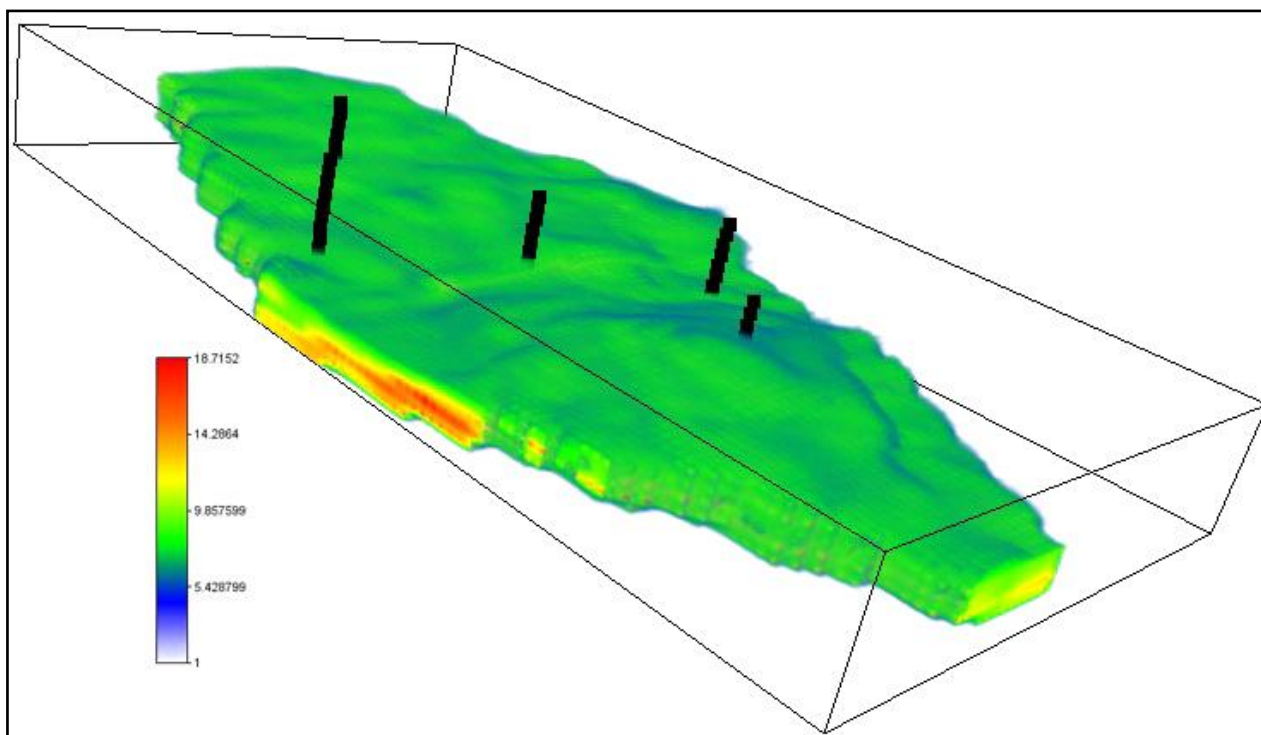


Figura 115 - Modelo de porosidade com poços em visualização 3D.

O parâmetro escolhido para a avaliação qualitativa dos resultados foi a saturação de gás após a simulação. As figuras apresentam o estado do reservatório numa fatia intermediária do topo do reservatório idêntica para todas as simulações. Foram utilizadas as mesmas fraturas e porosidade em todas as simulações (Figura 116).

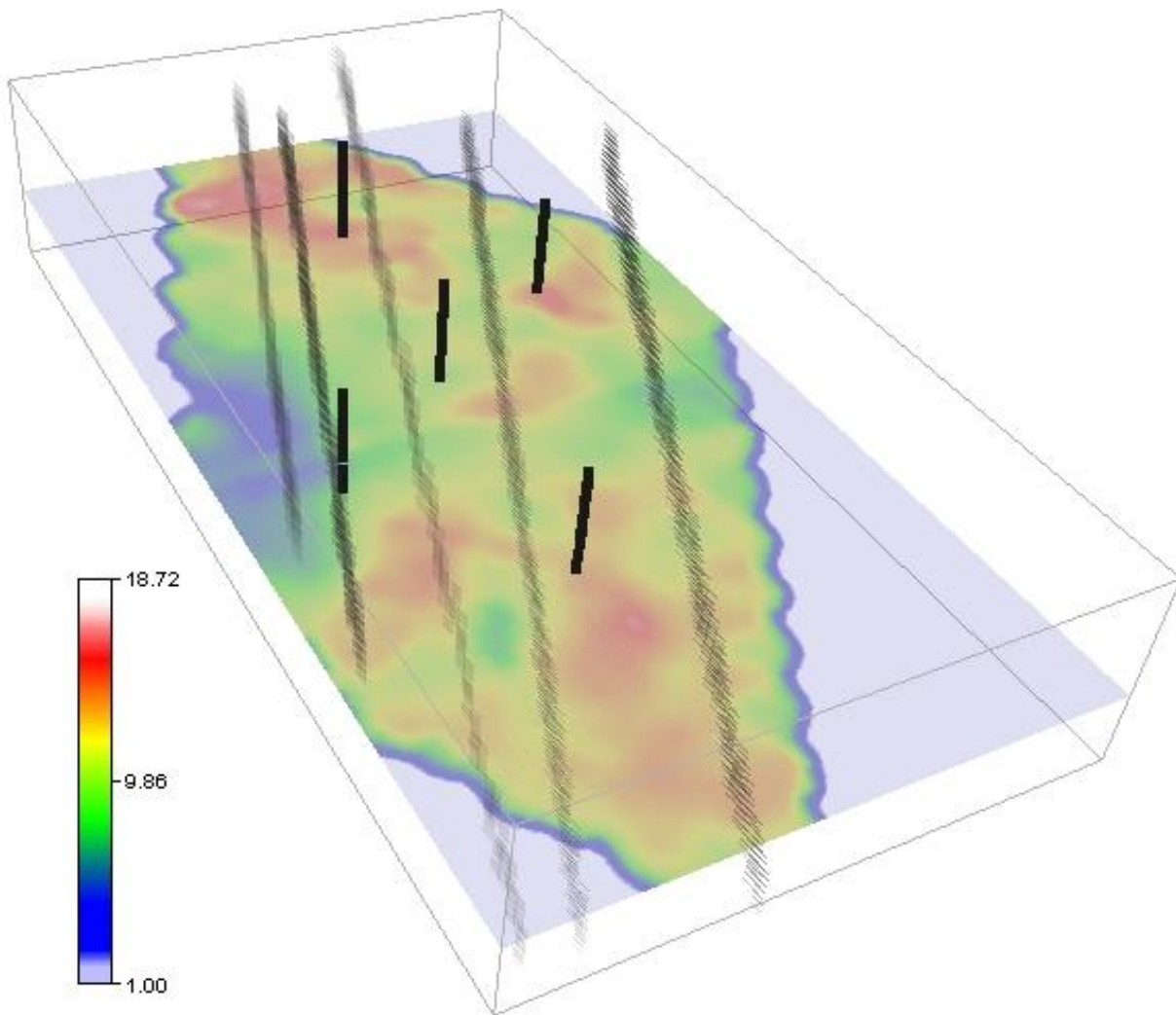


Figura 116 – Fatia da porosidade do modelo utilizado na simulação de fluxo. Em preto posicionamento dos poços. Em preto descontinuo a posição das fraturas utilizadas na simulação.

4.6.2.1 Sem Fraturas

O modelo sem fraturas prevê um comportamento de circulação de fluídos com influência predominante das características petrofísicas dos estratos. A distribuição 3D das fácies e forma dos pacotes sedimentares guiaram a depleção do gás durante a simulação. Espera-se que as fácies que contenham as melhores permeabilidades e porosidades sejam as mais depletadas. A Figura 117 mostra o modelo com a saturação de gás após a simulação.

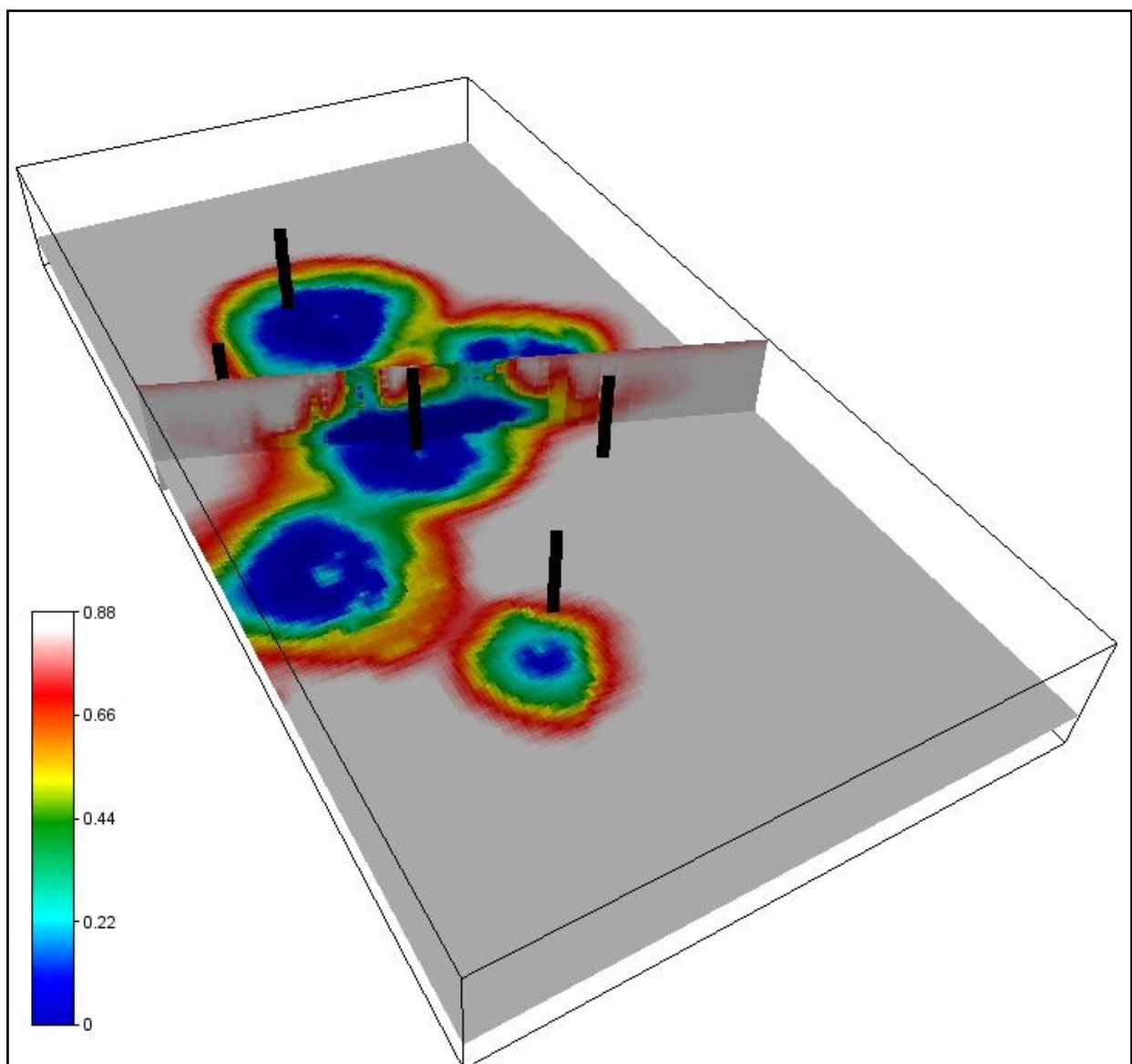


Figura 117 - Saturação de gás após a simulação no modelo sem fraturas.

4.6.2.2 Fraturas Barreiras

Uma das maneiras de simular as fraturas como barreiras de fluxo foi determinar que as células influenciadas pelo plano de falha teriam permeabilidade muito baixa, independente da porosidade. Portanto, pode até ocorrer armazenamento de fluidos nas células da área de abrangência da falha, entretanto a conectividade entre células de lados opostos da falha será muito baixa. A Figura 118 mostra o resultado da saturação de gás após a simulação no modelo com fraturas barreiras.

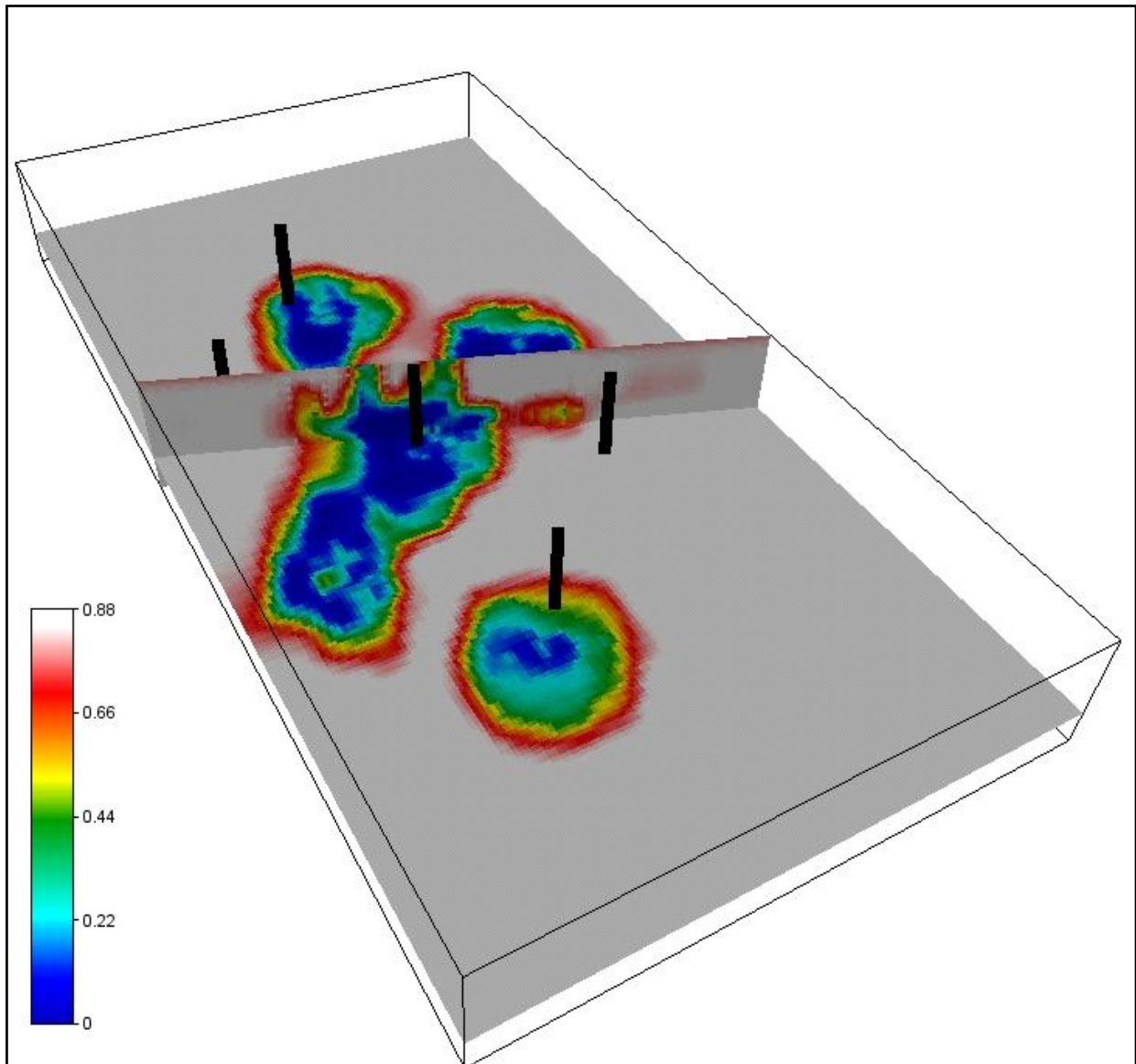


Figura 118 - Saturação de gás após a simulação no modelo fraturas barreiras.

4.6.2.3 Fraturas de permeabilidade intermediária

Outra situação foi a definição de uma condição em que tanto as características petrofísicas como as fraturas ocasionaram influência no comportamento dos fluídos dentro do reservatório. Para isso foi estipulado que as células contidas na área de influência dos planos de falha teriam uma permeabilidade intermediária. No caso, o valor de 100 mD foi considerado intermediário neste reservatório análogo. O valor é maior que o entorno não fraturado, mas não é excessivamente alto a ponto de ser considerado um conduto preferencial. A Figura 119 mostra o resultado da saturação de gás após a simulação no modelo com fraturas intermediárias.

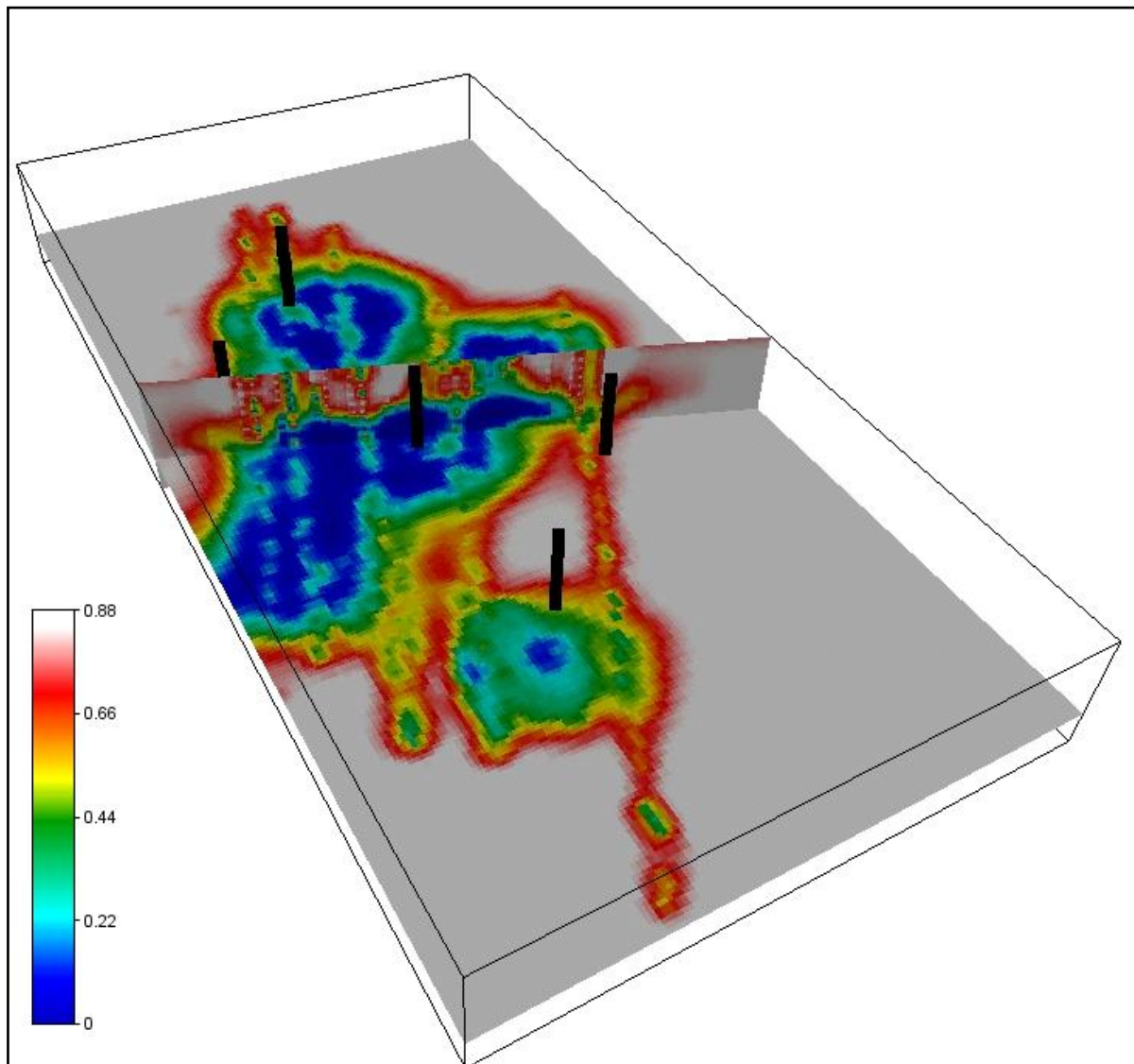


Figura 119 - Saturação de gás após a simulação no modelo fraturas condutos/barreiras.

4.6.2.4 Fraturas condutos

Outro extremo foi a situação em que as fraturas teriam um comportamento de permeabilidade bem maior que as células apenas com características petrofísicas estratigráficas. Desta forma, os fluídos teriam a tendência de seguir preferencialmente os planos de fraturas em detrimento às camadas ou corpos sedimentares. A Figura 120 mostra o resultado da saturação de gás após a simulação no modelo de fraturas como condutos.

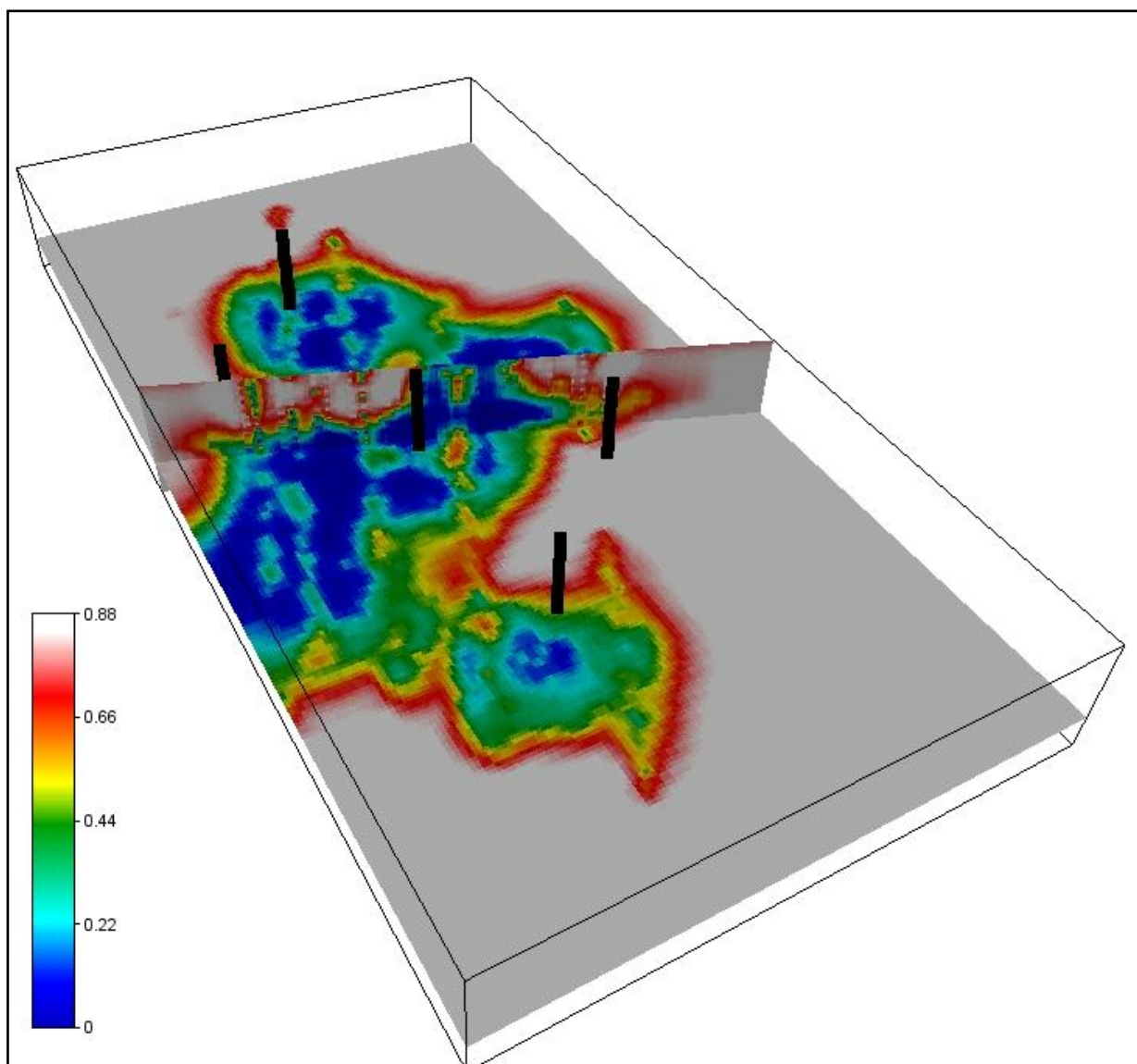


Figura 120 - Saturação de gás após a simulação no modelo fraturas condutos.

4.6.2.5 Avaliação dos modelos

Os modelos simulados nas quatro situações hipotéticas de comportamento das fraturas visaram identificar qualitativamente os impactos da inserção ou não de fraturas no modelo geológico. Usualmente, os simuladores de fluxo não têm facilidades para a simulação de fraturas diretamente nas propriedades petrofísicas nas células influenciadas pelos planos das mesmas. Influenciando os resultados de projeção da produção e até mesmo da viabilidade econômica do campo.

Os resultados apontaram que o modelo com fraturas condutos ao final de uma simulação resultaram em uma saturação de gás menor que o modelo com fraturas barreiras (Figura 121). Indicando que as altas permeabilidades na faixa de influência das fraturas foi suficiente para permitir uma exploração mais eficiente.

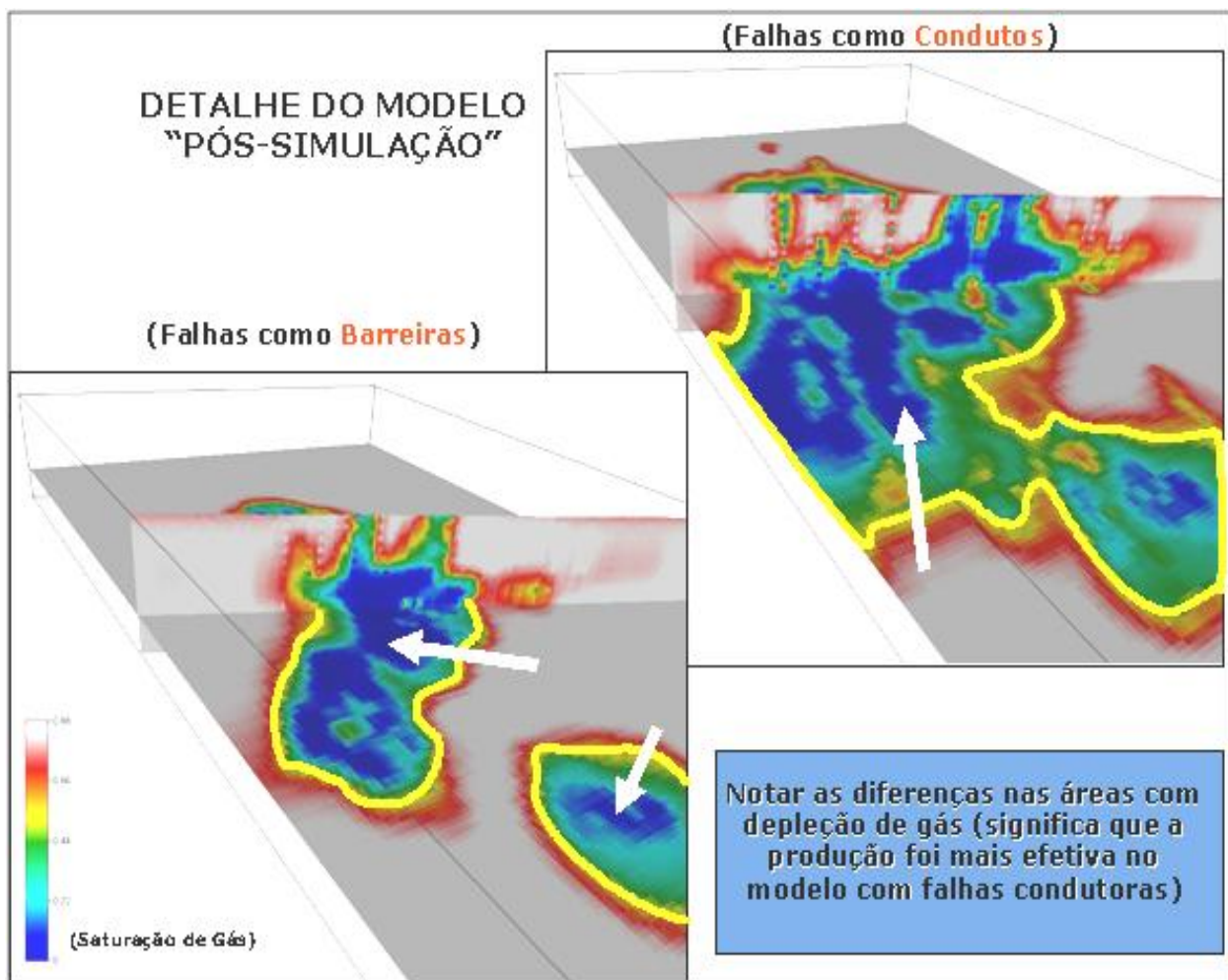


Figura 121 - Diferenças na saturação de gás após a simulação nos modelos barreiras e condutos.

5 CONCLUSÕES

Com uma integração de dados de campo, sísmica de alta resolução e estudos auxiliares foi gerado um modelo geológico 3D. Do campo foram utilizadas informações de afloramentos, suas variações faciológicas, suas correlações com a estratigrafia local. No laboratório foram interpretadas as influências das variações faciológicas nos valores de porosidade e permeabilidade. Sísmica rasa de alta resolução foi utilizada para interpretação do arcabouço geométrico do modelo geológico 3D. E os estudos auxiliares de descrição de testemunhos, peso específico aparente e VSP produziram resultados e informações complementares para corroborar a interpretação das seções sísmicas.

O modelo geológico foi construído com correlação aos afloramentos. Isso permitiu que valores e características descritas no campo pudessem ser distribuídas no modelo. Para o preenchimento do modelo foram utilizadas funções matemáticas de distribuição vertical que condicionavam os algoritmos de interpolação ao viés estratigráfico. As seqüências e fácies visualizadas no campo foram correlacionadas com valores petrofísicos extraídos de amostras através de ensaios físicos. Esta forma de construção do modelo 3D apresentou, como resultado, um modelo que se assemelha aos afloramentos e, portanto, deve gerar informações computacionais próximas da realidade.

Diante de um modelo representativo da geologia do local de estudo foi realizado um procedimento de adequação de escalas para funcionalidade do processamento computacional. Este processo chamado de *upscaling* não alterou a imagem geral da distribuição das propriedades do modelo 3D.

Para poder utilizar um programa de simulação de fluxo de livre domínio (*Boast* – disponível no site do departamento de energia dos Estados Unidos) foi gerado um programa (GeoGrid3D). Este programa consiste na transformação de formatos de arquivos de entrada e saída e inserção de fraturas em modelos 3D para simulação de fluxo no programa *Boast*.

A partir destas adequações de codificações dos arquivos foram determinados quatro modelos hipotéticos, de comportamento hidráulico das fraturas, para comparação qualitativa dos resultados de saturação de gás após a simulação. Os modelos foram: sem fraturas, fraturas barreiras, fraturas permeabilidade intermediária e fraturas condutos.

O local de estudo, afloramentos do Grupo Itararé, apresenta características de analogia a um reservatório de hidrocarbonetos em profundidade (Campo de Barra Bonita). Além desta analogia, ocorrem diversas fraturas que tornam este modelo análogo muito semelhante ao que se espera de um reservatório fraturado. Com compilação das informações dos autores que estudaram o Campo de Barra Bonita pode-se afirmar que o mesmo é um reservatório de arenitos fraturado, apresenta baixa porosidade/permeabilidade. Portanto, com melhor potencial para gás através da contribuição significativa da rede de fraturas. Os resultados qualitativos das simulações apontaram que a inclusão de fraturas num modelo de reservatório, análogo a Barra Bonita, pode modificar os resultados de produção de gás. O modelo com fraturas condutoras obteve um resultado de depleção de gás maior que os demais modelos. Enquanto o modelo com fraturas barreiras obteve a menor depleção de gás, inclusive menos que o modelo sem fraturas. Indicando que a presença de fraturas como barreiras a fluidos, neste modelo, é pior para a produção do que um reservatório totalmente sem fraturas.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERSON, N. L., HINDS, R. C., BAKER, J. A., RUPERT, G. B. 1996. Mapping of complex bedrock structure using the high-resolution reflection seismic technique. *Computer & Geosciences*, 23(10):1101-1111.
- ARAÚJO, L. M., TRIGÜIS, J. A., CERQUEIRA, J. R., FREITAS, L. C. da S., MELLO, M. R., KATZ, B. J. 2000. The atypical Permian petroleum System for the Paraná Basin, Brazil, in. *Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73:377-402.*
- AYDIN, A. e JOHNSON, A.M. 1978. Development of faults as zones of deformation bands and as slip surfaces in sandstones. *Pure and Applied Geophysics*, 116:931-942
- BARTOSZECK, M. K., ROSTIROLLA, S. P., CAMPOS. A. F., MACHADO, A. M. L. 2008. Modelagem volumétrica e simulação de fluxo em arenitos análogos a reservatórios profundos: exemplo da Formação Campo Mourão, Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*. 38(2).
- BHOKONOK, O.; PRADO, R. L. 2006. Comparative tests of seismic sources and geophones aiming at shallow seismic investigation in urban areas. *Revista Brasileira de Geofísica*. *Revista Brasileira de Geofísica*, 24:81-89.
- FANCHI, J. R.; HARPOLE, K. J.; BUJNOWSKI, S. W. 1982. Boast: a three-dimensional, three-phase black oil applied simulation tool (version 1.1). *Fossil Energy*, Vol. 1. DOE/BC/10033-3. Keplinger and Associates Inc, Tulsa, Oklahoma, USA.
- BOCARDI, L. B. ; FERNANDES, L. A. ; R., S. P. ; APPI, C. J. 2004. Características diagenéticas em análogos de reservatórios. Estudo de caso nos arenitos da Formação Campo Mourão, Grupo Itararé, Carbonífero-Permiano (Bacia do Paraná).. In: XLII Congresso Brasileiro de Geologia, 2004, Araxá - MG. *Anais do XLII Congresso Brasileiro de Geologia.*

- BOCARDI, L. B. ; FERNANDES, L. A. ; VESELY, F. F. ; R., S. P. ; APPI, C. J. 2003. Petrographic and diagenetic aspects of the Lapa and Vila Velha Sandstones, Itararé Group, Paraná Basin, Brasil. In: 3rd Latinamerican Congress of Sedimentology, 2003, Belém - PA. 3rd Latinamerican Congress of Sedimentology, (1):197-198.
- BOCARDI, L. B. inédito. Diagênese e petrofísica nos arenitos do Grupo Itararé e Formação Rio Bonito da Bacia do Paraná. Tese (Doutorado em Geologia), Universidade Federal do Paraná, Curitiba.
- BRUNETTA, R. 2005. O processamento da sísmica de reflexão rasa – desafios encontrados no estudo de modelos análogos a reservatórios fraturados. Dissertação de mestrado. Dept. de Geologia, UFPR. 85p
- CAMPOS, L., MILANI, E., TOLEDO, M., QUEIROZ, R., CATTO, A., SELKE, S., 1998. Barra Bonita: a primeira acumulação comercial de hidrocarbonetos da Bacia do Paraná. Resumo em: Rio Oil & Gas Conference. Rio de Janeiro. IBP17198.
- CANUTO J. R., ROCHA-CAMPOS A.C., SANTOS P. R. 1997. Sequence stratigraphy of the Itararé Subgroup (Late Paleozoic), Paraná Basin, in southern Paraná and northern Santa Catarina, Brazil. In: Simpósio sobre Cronoestratigrafia da Bacia do Paraná, 3, Barra do Garças, Atas, 18-19.
- CASTAING, C., GENTER, A., BOURGINE, B., CHILES, J. P., WENDLING, J. SIEGEL, P. 2002. Taking into account the complexity of natural fracture systems in reservoir single-phase flow modeling. Journal of Hydrology 266:83-98.
- CATTO, A. J. 2008. Bacia do Paraná – Os exemplos dos campos de gás de Barra Bonita e Mato Rico. Workshop da Bacia do Paraná. ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petro/workshop.asp>. Acesso em janeiro/2009.

- CORRÊA, L. M. S. A., PEREIRA, E. 2005. Estudo da distribuição das intrusões mesozóicas e sua relação com os sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná. III Simpósio de Vulcanismo e Ambiente Associados. Cabo Frio-RJ. anais. p. 123-128.
- DEMAISON, G., HUIZINGA, B.J. 1991. Genetic classification of petroleum systems. AAPG Bulletin, 75(10):1626-1643.
- DIOGO, L. A., DIAGON, F. M. M. L., PRADO, R. L. 2004. Bedrock imaging using post-critical shallow seismic reflection data. Journal of Applied Geophysics, 57(1):1-9.
- DOURADO, J.C. 1996. Aplicação de Métodos sísmicos em Planícies aluviais - Área teste no Vale do Rio Paraíba do Sul. Tese (Doutorado em Geociências e Meio Ambiente), Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP, Brasil.
- EYLES C.H., EYLES N., FRANÇA A.B. 1993. Glaciation and tectonics in an active intracratonic basin: the Late Palaeozoic Itararé Group, Paraná Basin, Brazil. Sedimentology, 40:1-25.
- FEROCI, M., ORLANDO, L., BALIA, R., BOSMAN, C., CARDARELLI, E. , DEIDDA, G. 2000. Some considerations on shallow seismic reflections surveys. Journal of Applied Geophysics. 45: 127-139.
- FRANÇA, A. B., WINTER W. R., ASSINE M. L. 1996. Arenitos Lapa-Vila Velha: um modelo de trato de sistemas subaquosos canal-lobos sob influência glacial, Grupo Itararé (C-P), Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, 26(1):43-56.
- FRANÇA, A. B., POTTER, P. E. 1988. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (Parte 1). Boletim de Geociências da PETROBRÁS, 2 (2-4):147-191.
- FREI, W. 1995. Refined field static corrections in near-surface reflection profiling across rugged terrain. The Leading Edge. April 1995. 1:259-262.

- GALLAS, J. D. F., TAIOLI, F., MALAGUTTI FILHO, W., PRADO, R. L., DOURADO, J. C. 2001. Métodos e Técnicas Geofísicas de Superfície e Comparação entre seus Resultados na Delimitação de Área Afetada por Ruptura em Teto de Túnel Urbano. *Revista Brasileira de Geofísica*, 19(1):33-46.
- GORDON J. R., M. 1947. Classification of the Gondwanic Rocks of Paraná, Santa Catarina, and Rio Grande do Sul. *Notas Preliminares e Estudos, Divisão de Geologia e Mineralogia*, 81: 1-19.
- HERRICK, R. R. e SHARPTON, V. L. 1995. Shallow seismic test at Marquez impact structure. *Lunar and Planetary Science XXVII*. P.1378.
- INAZAKI, T. e KURAHASHI, T. 2004. High-resolution seismic reflection survey at a proposed dam site. Public works research institute. Tsukuba, Japan.
- KRAFT, R. P. 2004. Integração de dados de poços e afloramentos para a caracterização de arenitos fraturados - estudo de caso nos Arenitos Vila Velha. Dissertação (Mestrado em Geologia), Universidade Federal do Paraná, UFPR, Brasil.
- LARSON, T. H. e PUGIN, A. J. M. 2001. High-resolution seismic imaging of mine-related hazards along Illinois Route 29 north of Peoria, Illinois. Illinois State Geological Survey.
- LONARDELLI, J. N. 2004. Ensaios sísmicos de reflexão rasa em rochas fraturadas do Grupo Itararé, Bacia do Paraná. Dissertação de mestrado. Dept. de Geologia, UFPR. 88p
- MAACK R. A. 1946. Geologia e geografia da região de Vila Velha (Paraná) e considerações sobre a glaciação carbonífera no Brasil. *Arquivos do Museu Paranaense* 5:1-305.
- MAGOON, L.B; DOW, W.G. 1994. The petroleum system. - from source to trap. *AAPG Memoir* 60:3-24.
- MAJER, E. L., DALEY, T. M., MYER, L. R., NIHEI, M., FEIGHNER, M., PETERSON, J. E., KORNEEV, V., GRITTO, R., KAELIN, B., QUEEN, J., COX, D., D'ONFRO, P., MROZ,

- T. 2000. Application of high resolution seismic imaging methods for fracture quantification. Department of Energy FETC. Morgantown, WN.
- MILANI E. J., FRANÇA A. B., SCHNEIDER R. L. 1994. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8(1):69-82.
- MILANI, E. J., THOMAZ-FILHO, A. 2000. Sedimentary Basins of South America. In: 31st. International Geological Congress. (Org.). Tectonic Evolution of South America. 1 ed. Rio de Janeiro: 31st. International Geological Congress, (1):389-449.
- OLIVEIRA, E. P.1927. Geologia e Recursos Minerais do Estado do Paraná. Monographia do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, Rio de Janeiro, 6, 172p.
- PAULIPETRO. 1981. Relatório de Atividades 1979/1981, 59 pp.
- PRADO, R. L. 2000. A sísmica de reflexão de alta resolução e o radar de penetração no solo na investigação geológico-geotécnica rasa em ambientes urbanos. Um estudo na cidade de São Paulo. Tese (Doutorado em Geociências e Meio Ambiente). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP, Brasil.
- PRADO, R. L., MALAGUTTI FILHO, W., DOURADO, J. C. 2001. The use of shallow seismic reflection technique in near surface exploration of urban sites: an evaluation in the city of São Paulo, Brazil. Revista Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro - RJ, 19(3):293-302.
- ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro:Interciência. 832p.
- ROSTIROLLA, S.P, APPI, C.J., MANCINI, F., KRAFT, R.P., BARTOSZECK, M.K. 2001. Fraturas controladoras da migração de fluidos nos Arenitos Vila Velha, Grupo Itararé, Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, 31:349-356.
- SCHLUMBERGER. 2004. Petrel versão 2004. Programa de modelagem geológica.

- SCHLUMBERGER. 2008. Schlumberger oilfield glossary. Disponível em:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com> Acesso em: 13 mar. 2008.
- STEEPLES, D. W. e MILLER R. D. 1998. Avoiding pitfalls in shallow seismic reflection surveys. *Geophysics* 63(4):1213-1224.
- VESELY, F. F., ASSINE, M. L. 2004. Seqüências e tratos de sistemas deposicionais do Grupo Itararé, norte do Estado do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 34, p. 219-230.
- VESELY, F. F. 2006. Dinâmica sedimentar e arquitetura estratigráfica do Grupo Itararé (Carbonífero – Permiano) no centro-leste da Bacia do Paraná. 226 f. Tese (Doutorado em Geologia), Universidade Federal do Paraná, Curitiba.
- TRAZASKOS, B., VESELY, F. F., ROSTIROLLA, S. P. 2006. Eventos tectônicos recorrentes impressos no arcabouço estratigráfico do Grupo Itararé na região de Vila Velha, Estado do Paraná. *Boletim Paranaense de Geociências*, 58:98-104.
- YILMAZ, OZ., 2001. *Seismic Data Processing*, 2nd Edition. S.E.G. 526 p.

ANEXO

GeoGrid3D

O GeoGrid3D foi desenvolvido em linguagem Delphi e está disponível em www.labap.ufpr.br. Este programa consiste basicamente de rotinas de leitura e escrita de arquivos codificados em ASCII. Significa que qualquer editor de texto poderá ser utilizado para editar e visualizar os arquivos. Também ocorre uma vantagem na possibilidade de alta compressão dos dados para armazenamento. Os arquivos ASCII brutos possuem tamanho grande, entretanto a utilização de *softwares* compressores (.zip, .rar, arj., etc) reduzem consideravelmente o tamanho de arquivos, permitindo armazenamento em dispositivos de *backups* menores.

Além de ler e reconhecer arquivos, o GeoGrid3D permite a interação de dois tipos de dados muito relevantes para a simulação de fluxo: propriedades petrofísicas e fraturas. Desta forma, pode-se obter o modelo 3D de propriedades sem fraturas e inserir estas descontinuidades posteriormente. Isto permite que se construam várias hipóteses de modelos para a simulação a partir de um arquivo comum original.

A interface do GeoGrid3D ainda é experimental e pode ser desenvolvida em trabalhos futuros. Basicamente é composta por menus em cascata com itens e subitens que representam as principais potencialidades de operação. Cada item normalmente corresponde a uma janela de acesso e inserção de parâmetros que podem ou não conter sub-janelas.

Eclipse ==> Edboast (*.csv)
Edboast (*.out) ==> Eclipse
Eclipse ==> IJK
IJK ==> Eclipse
GSLIB ==> Edboast (*.csv)
Edboast (*.out) ==> XYZ
Edboast (*.out) ==> IJK
Edboast (*.csv) ==> GSLIB

Figura 122 - Menu básico de acesso das conversões disponíveis no Geogrid3D.

Eclipse para Edboost

Esta função foi implementada para transformar arquivos de propriedades petrofísicas do formato *eclipse* para o formato *csv*, que é assimilado pelo módulo *EdBoost* do simulador *Boast* (Figura 123).

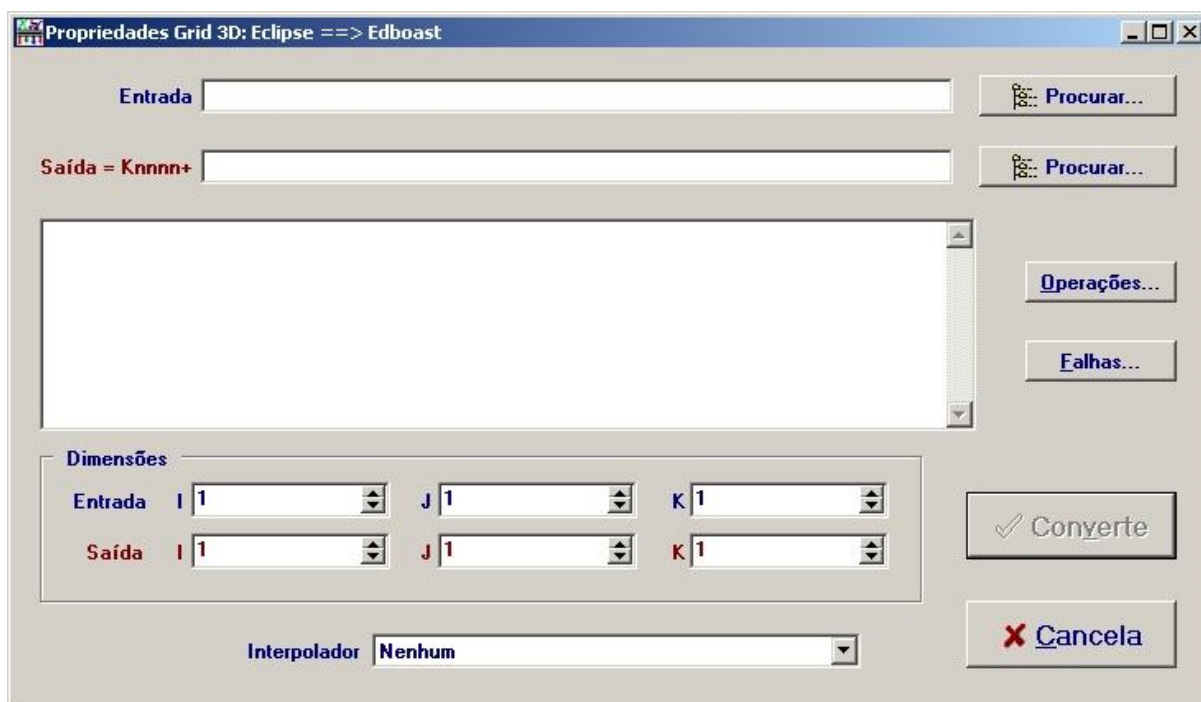


Figura 123 - Janela de conversão de *Eclipse* para *Edboost*.

Nesta conversão existe a necessidade de um arquivo de entrada (*.eclipse*) no formato *eclipse ascii*. Como saída serão gerados diversos arquivos com a extensão *.csv*. Cada arquivo terá correspondência a uma camada K, que é a forma como o *Boast* reconhece na entrada de permoporosidade.

Existem desvantagens deste método: é necessário que o usuário saiba exatamente quais as dimensões de entrada do arquivo *eclipse* em IJK. Outro problema deste tipo de arquivo é a ausência de coordenadas reais associadas a cada célula IJK.

Uma vez carregado o arquivo de entrada e definidas manualmente as dimensões pode-se escolher um nome de arquivo de saída (que será repetido para cada camada K mudando apenas no

número correspondente). Neste caso é permitida a modificação dos valores de entrada através das quatro operações básicas (multiplicação, divisão, soma ou subtração). Também é possível inserção de fraturas no formato IJK.

Esta conversão *eclipse* para *Edboast* foi a primeira desenvolvida, mas é pouco utilizada, devido as limitações impostas pelo formato *eclipse*. Entretanto, optou-se deixar ativa para que arquivos de permoporosidade que estejam neste formato possam ser utilizados.

EdBoast para Eclipse

Essa ferramenta foi necessária para que os resultados da simulação de fluxo pudessem retornar para o programa de origem dos dados em formato *Eclipse* (Figura 124). O interessante desta função é a capacidade de reconhecer no arquivo *EdBoast* (.out) todos os parâmetros e dimensões do modelo. Desta forma, pode-se seleccionar exactamente qual passo e propriedade da simulação para conversão novamente para *Eclipse*.

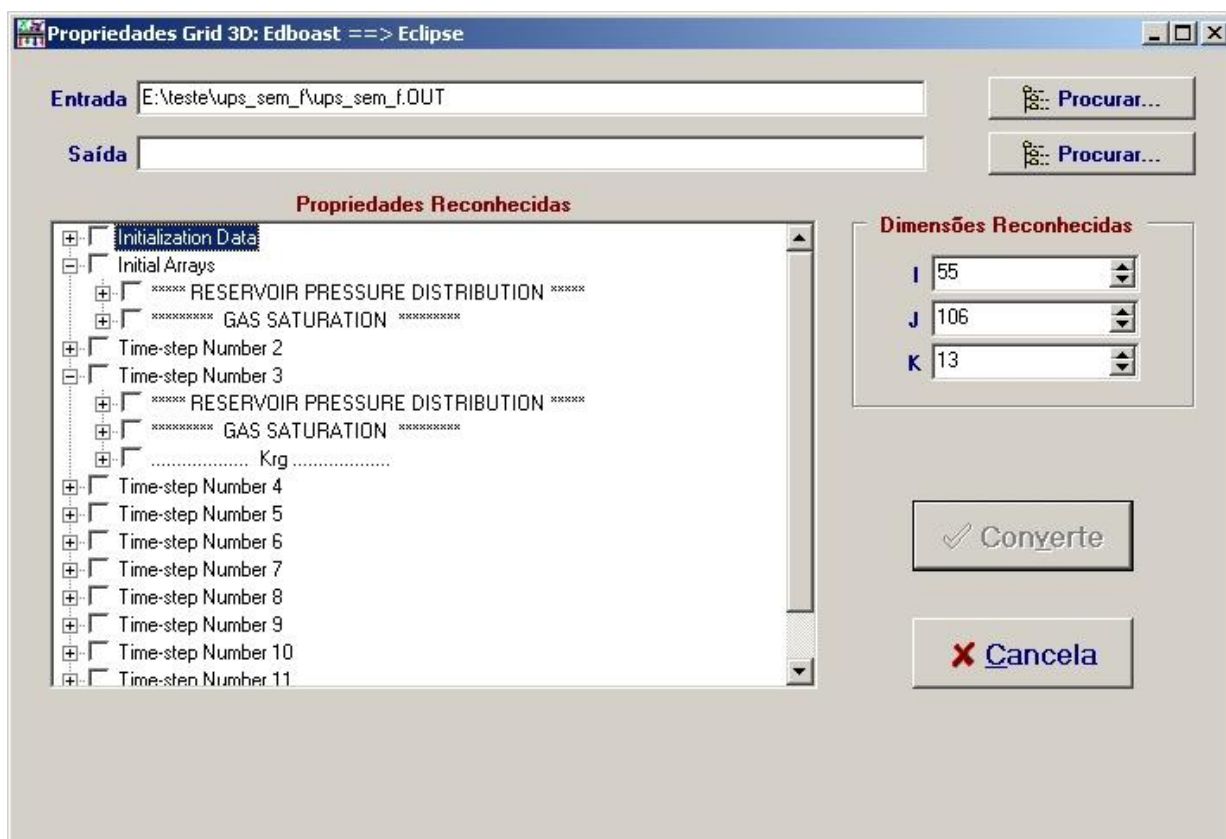


Figura 124 - Janela da conversão *Edboast* para *Eclipse* em que se pode seleccionar apenas os dados desejados para a conversão.

Eclipse para IJK

Está opção executa transformação de arquivos de propriedades no formato *Eclipse* para o IJK (Figura 125). Este seria equivalente a um tradicional formato XYZ, mas com as coordenadas sendo equivalentes ao número da linha, coluna e nível da célula do modelo 3D. Nesta conversão é necessário informar as dimensões do modelo 3D.

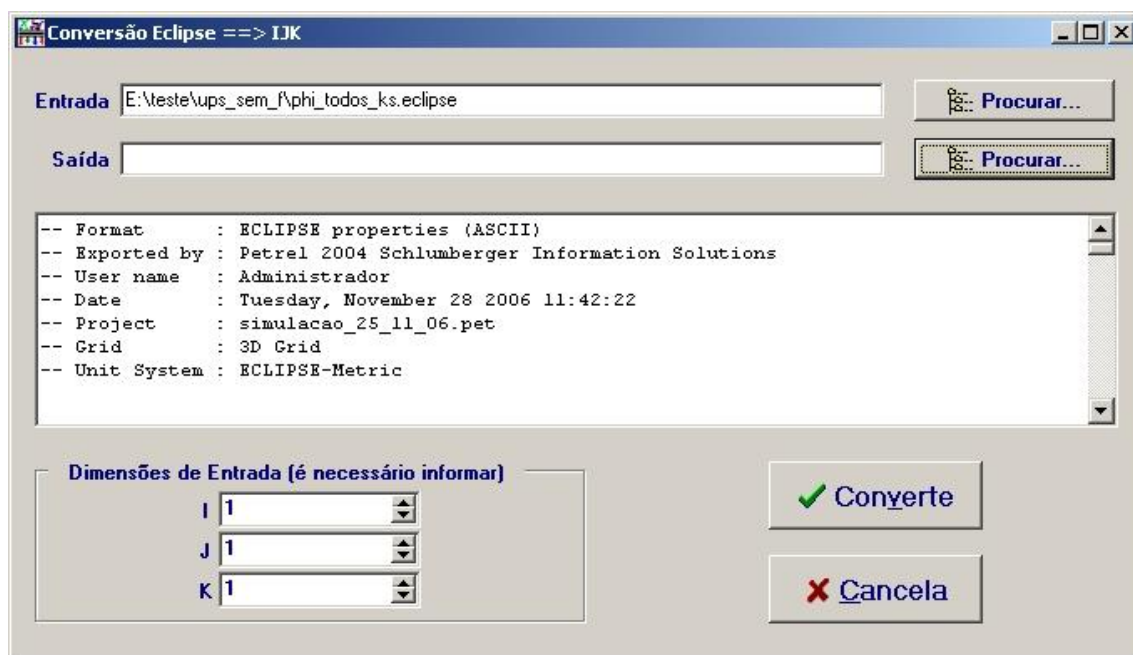


Figura 125 - Janela da conversão Eclipse para IJK.

IJK para Eclipse

É a conversão reversa que irá retornar os dados em IJK para *Eclipse* (Figura 126). Nesta etapa não as dimensões do modelo são informadas para o usuário quando o número de células IJK forem definidas. Caso os arquivos no formato IJK estejam separados por K será necessário juntar todos os níveis em um único arquivo.

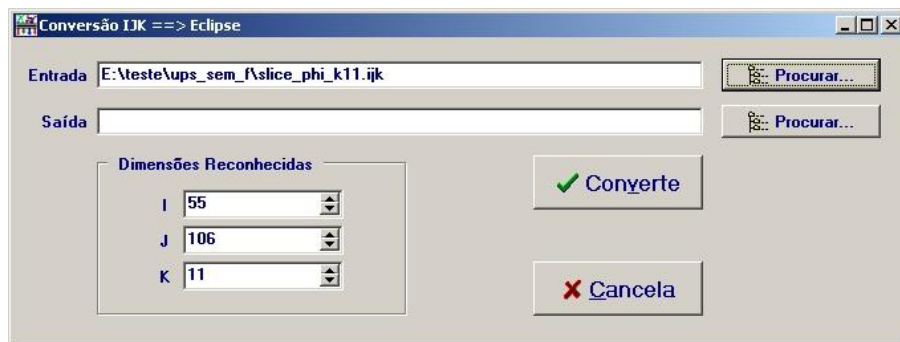


Figura 126 - Janela da conversão IJK para *Eclipse*.

Gslib para EdBoast

Esta é a ferramenta mais completa desenvolvida no GeoGrid3D. Foi escolhida devido a inúmeros programas de geologia utilizar em seu rol de opções o formato Gslib. Este formato foi desenvolvido por pesquisadores de geoestatística da Universidade de Stanford e tornou-se uma referência utilizada em praticamente todos os programas de modelagem geológica.

Esta ferramenta possui diversas funções. A interface geral apresenta os arquivos de entrada e saída, um resumo estatístico e algumas opções de saída (Figura 127). Além disso, existe alternativa de operações matemáticas, inserção de fraturas e visualização do dado.

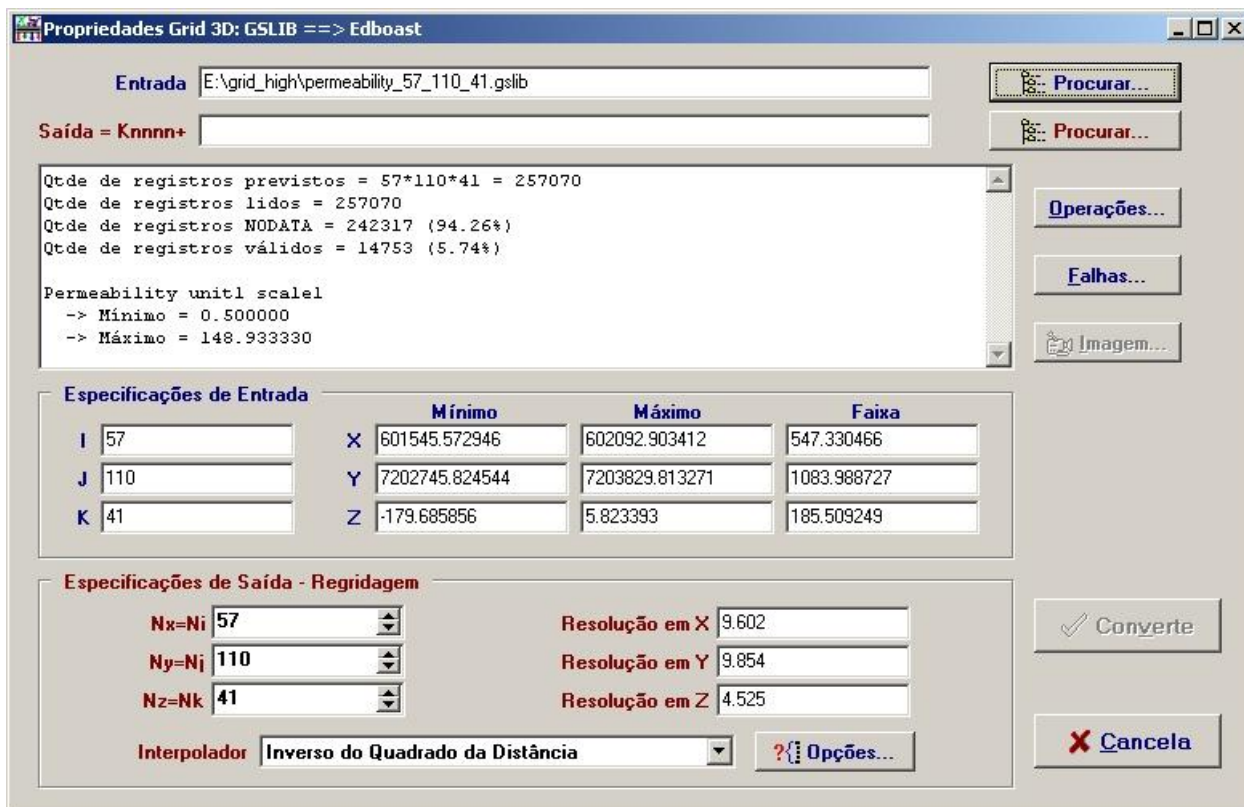


Figura 127 - Janela da conversão *Gslib* para *Edboast* que apresenta diversas opções de controle e alteração dos dados.

As operações matemáticas disponíveis são simples e aplicadas diretamente no valor da propriedade, conforme pode ser observado na Figura 128.

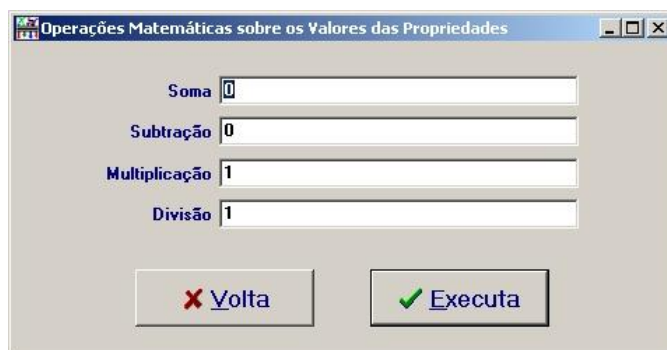


Figura 128 - Janela de entrada de valores a serem aplicados sobre as propriedades através de operação matemática fundamental.

A inserção de fraturas utiliza o formato *Earthvision*. Este formato foi escolhido por ser codificado em *ascii* e apresentar uma relativa simplicidade. Vários programas de modelagem 3D importam e exportam fraturas neste formato. Cada falha pode estar contida em um arquivo separado ou todas no mesmo arquivo que o programa reconhecerá o nome individual (Figura 129).

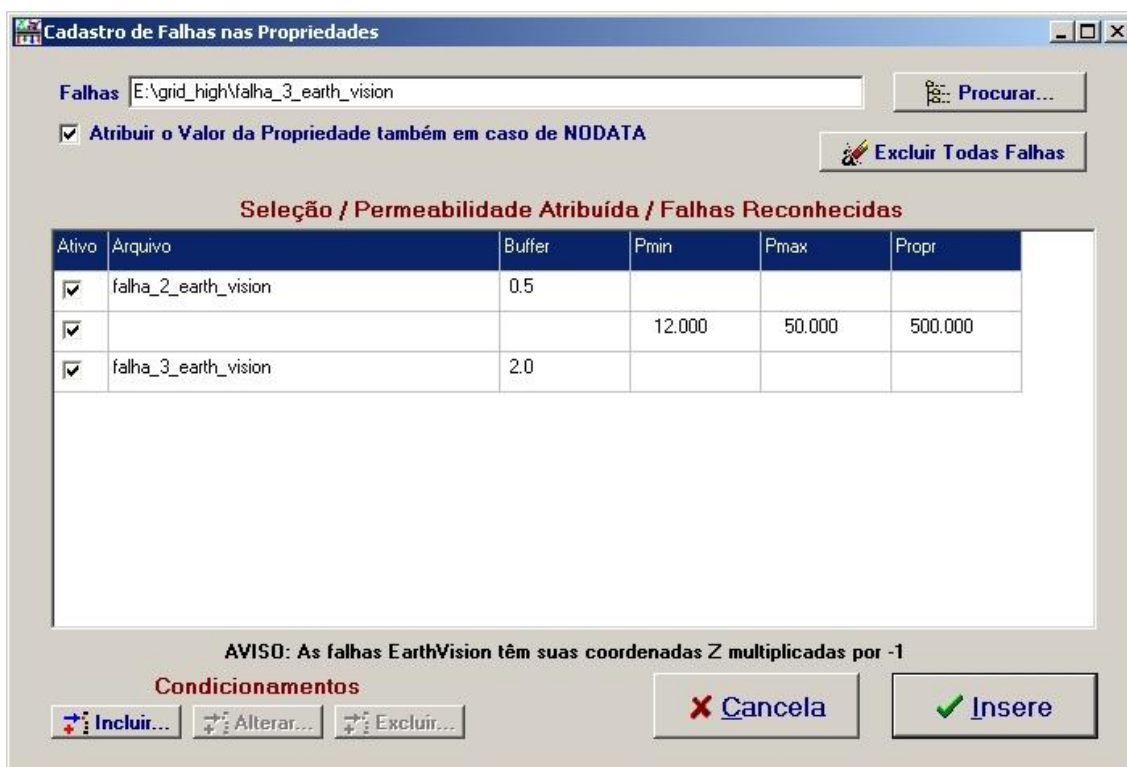


Figura 129 - Janela com lista de fraturas selecionadas para inserção no modelo 3D de propriedades e seus atributos de Buffer e condicionantes de alteração.

Assim que cada falha é selecionada deve-se definir qual será o *buffer* de influência da mesma (Figura 130).



Figura 130 - Janela de escolha para buffer de influência de falha.

Por padrão o programa sugere o valor de 0,5 *voxel*, que significa que apenas as células efetivamente contidas pelo plano da falha terão os valores das propriedades modificados. Aumentando este valor de *buffer*, indica-se que a falha tem maior magnitude e influência por maior extensão nas propriedades do seu entorno.

Em cada célula contida no *buffer* escolhido é possível aplicar uma regra condicionante de alteração dos valores da propriedade (Figura 131). Caso seja requerido valor único ao longo de todo o plano, devem-se inserir os valores mínimos e máximos da propriedade nos condicionantes. Entretanto, é possível que o programa altere o valor da propriedade de acordo com uma regra de mínimo e máximo diferente de acordo com a litologia equivalente. Rochas mais finas tendem a ter uma permeabilidade muito baixa. Quando um plano de falha intercepta estas existe tendência que o valor de permeabilidade seja alterado de forma tênue, em comparação com uma rocha arenosa contida no mesmo plano de falha.



Figura 131 – Janela de atribuição de valores para o condicionamento de fraturas.

Para simular uma falha que possui grande influência nas propriedades, mas que decai com a distância em relação ao plano, pode-se repetir a leitura da falha com *buffers* diferenciados.

Por exemplo, uma falha possui 3 células de influência lateral a partir do plano principal. Entretanto, essa influência diminui da primeira célula para segunda e menor ainda na terceira. Supondo que os valores serão 1000, 700, 300 para células 1, 2 e 3 respectivamente, deve-se:

1. Carregar a falha com *buffer* de 3 *voxels* e influência de 300;
2. Carregar pela segunda vez a mesma falha, mas com *buffer* de 2 *voxels* e influência de 700;
3. Carregar pela terceira vez a mesma falha, agora com *buffer* de 1 *voxel* e influência de 1000.

Nas opções de especificações de saída pode ser realizada uma nova interpolação para adensar ou retrair a resolução dos dados. Como opção existe as dimensões em números absolutos de células ou por resolução espacial entre os centros das mesmas. Automaticamente o programa ajusta tanto a resolução por número absoluto quanto por resolução quando alterados. Neste caso o interpolador utilizado é por enquanto, apenas o inverso do quadrado da distância.

Após definido todos os parâmetros é necessário selecionar um diretório e nome de arquivo para saída para habilitar o botão “converte”. Após clicar sobre este botão o programa informa e realiza diversas operações, podendo ocorrer um processamento demorado de acordo com o tamanho do arquivo de dados e a capacidade do computador utilizado.

Apenas após este procedimento o botão de imagem será habilitado. Com essa função habilitada, pode-se visualizar a distribuição da propriedade em cada K após a conversão (Figura 132 e Figura 133). A imagem é representada através de um degradê entre duas cores que representam os limites de valores máximo e mínimo distribuídos uniformemente, mais uma cor sólida para as células que contenham valor nulo.

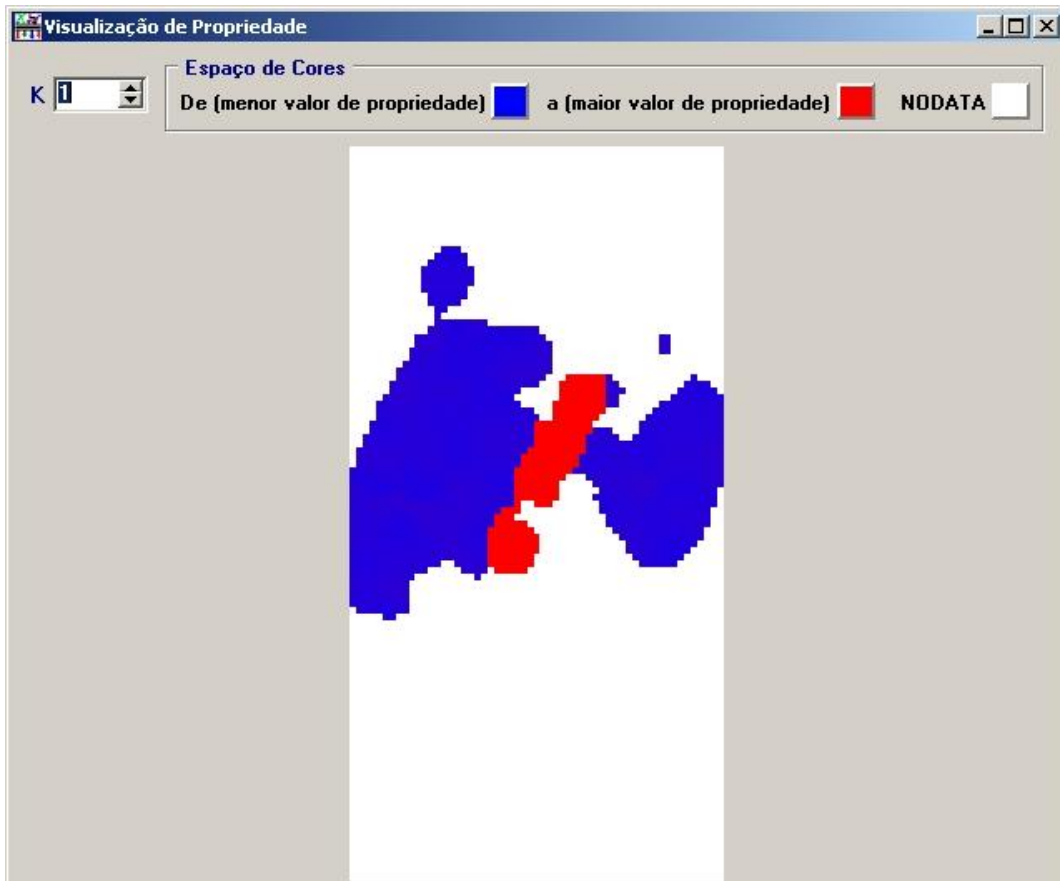


Figura 132 - Janela da visualização de propriedade com alteração (zona vermelha) de valores devido a influência de uma falha.

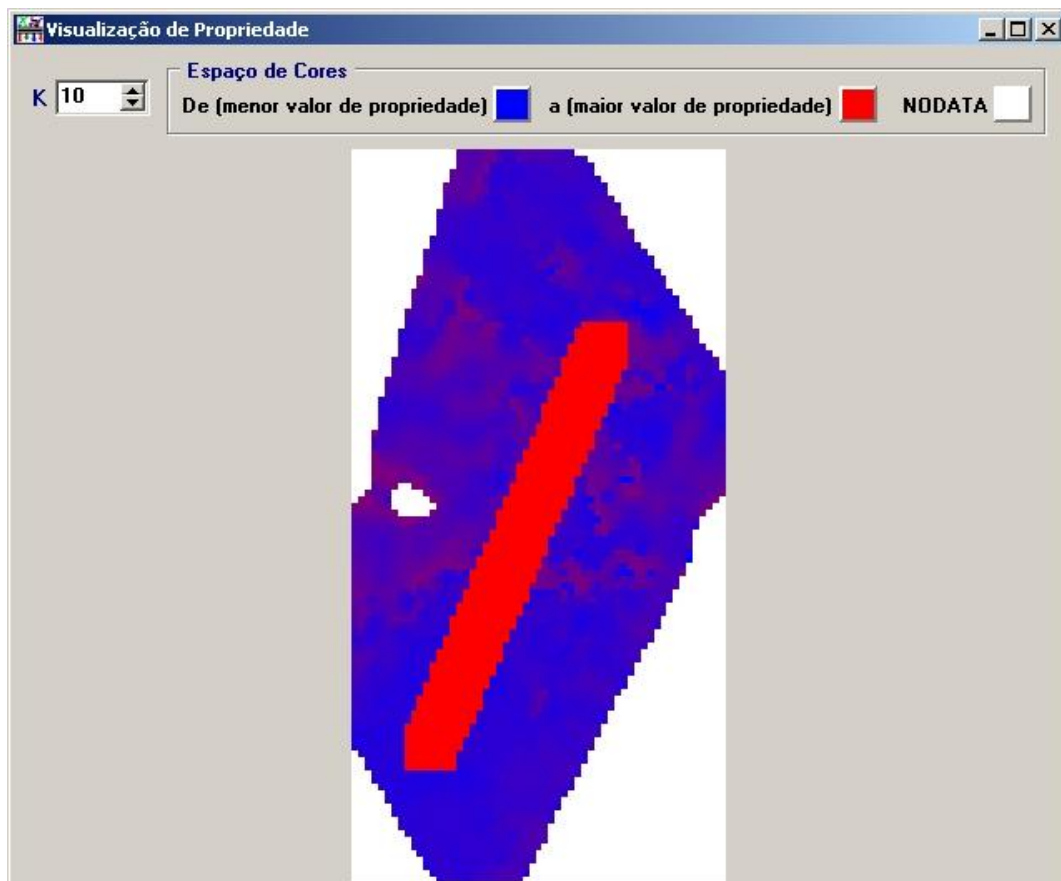


Figura 133 - Janela da visualização de propriedade com alteração (zona vermelha) de valores devido a influência de uma falha.

Após a análise das imagens e estando satisfeito com os parâmetros de interpolação e inserção de fraturas, o procedimento é finalizado com o botão “canc

ela” que perguntará se é necessário gravar um arquivo de recuperação XYZ (necessário para processamentos futuros).

Edboast para XYZ

Esta ferramenta possibilita a extração dos resultados da simulação com o *Boast* em seu arquivo de resultados (.out). Neste arquivo são observados todos os dados de inicialização petrofísica facilitando a restauração do modelo 3D utilizado (Figura 134). Existe também as saturações de óleo, gás e água (quando presentes) individualizados por tempo e nível. Desta forma,

é possível extrair individualmente um nível em diversos tempos de execução para comparação da evolução dos fluídos em determinado alvo.

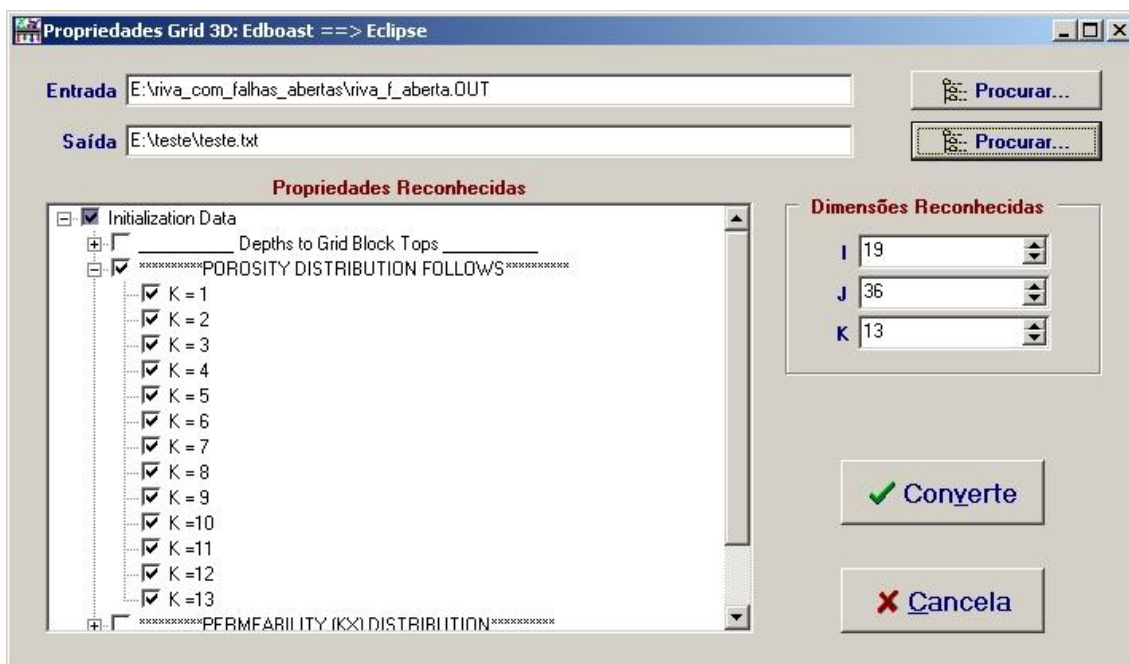


Figura 134 - Janela da conversão *Edboast* (.out) para XYZ.

Esta conversão utiliza o arquivo de recuperação gerado na ferramenta “*Gslib* para *Edboast*”. Com isso o resultado será posicionado em coordenadas espaciais XYZ, com o sistema de projeção cartográfica originalmente utilizada no arquivo *Gslib*. A vantagem desta conversão consiste em poder correlacionar espacialmente dados do reservatório após a simulação com outras informações como fraturas e futuros poços.

***Edboast* para IJK**

Esta ferramenta possui exatamente a mesma interface da conversão “*Edboast* para XYZ”, mas o resultado será um arquivo organizado por IJK ao invés de coordenadas projetadas. O sistema IJK é utilizado em vários modeladores 3D e, caso seja necessário retornar os resultados da simulação o arquivo de saída precisa conter exatamente o mesmo número de células em IJK.

Edboast para Gslib

Esta ferramenta foi desenvolvida para permitir que um arquivo que recebeu a inserção de fraturas, através da interface do GeoGrid3D, possa ser reconvertido para formato *Gslib* (Figura 135). O único inconveniente deste passo consiste no fato que a conversão apenas funciona com arquivos em formato *Gslib*.

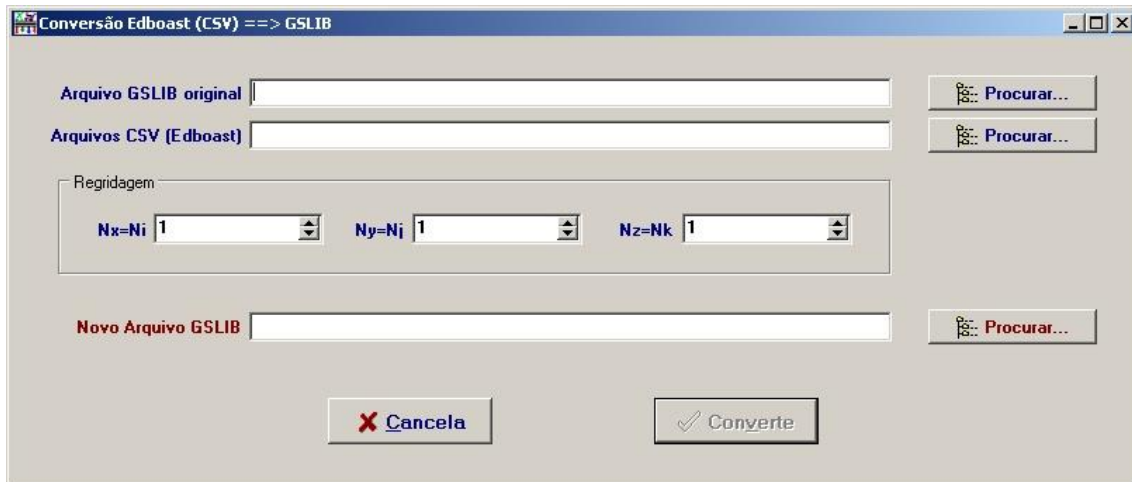


Figura 135 - Janela da conversão *Edboast* (.csv) para *Gslib*.