

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

*Este exemplar corresponde à redação
final da tese defendida por JOSÉ MARCELO
LUVIZOTTO e aprovada pela comissão julgadora
em 9/3/93*

Armando Z. Remacre (orientador)
Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito parcial à obtenção do
Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatório

**CARACTERIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DE PRODUÇÃO
DO RESERVATÓRIO NATURALMENTE FRATURADO
DO CAMPO DE CARMÓPOLIS**

Autor: JOSÉ MARCELO LUVIZOTTO *n.º 978*
Orientador: ARMANDO ZAUPA REMACRE *x*
Co-orientador: PAULO TIBANA *x*

CAMPINAS
Estado de São Paulo - Brasil
Março, 1993

L978c

19322/RC

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

A dissertação "Caracterização e Avaliação de Produção do Reservatório Naturalmente Fraturado do Campo de Carmópolis", elaborada por José Marcelo Luvizotto e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Geoengenharia de Petróleo.

Campinas, 8 março de 1993

Banca Examinadora

Armando Zaupa Remacre, Dr. Ing.
(Orientador)

Gilberto Amaral, Ph.D.
(Examinador)

Cesar Luiz Palagi, Ph.D.
(Examinador)

*Para meus pais
Para Angela, Danilo e Bruno*

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de manifestar meus agradecimentos aos professores Armando Zaupa Remacre, orientador, e Paulo Tibana, co-orientador;

A todos aqueles que colaboraram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho, em especial a Ricardo C.M. Portela e a Luiz Carlos C. Mendes, pela prontidão no fornecimento dos dados solicitados;

A todos os colegas do curso de Geoengenharia de Petróleo;

A todos os professores e funcionários da Área de Petróleo do Instituto de Geociências;

A PETROBRÁS, pelo suporte financeiro e pela liberação das informações necessárias à execução do trabalho.

SUMÁRIO

Sumário	v
Lista de figuras	vii
Lista de tabelas	x
Resumo	xii
Abstract	xiii
1 Introdução	1
1.1 A área do estudo	3
1.2 Trabalhos anteriores	7
2 Dados Utilizados	9
2.1 Dados de Produção	10
2.1.1 Aquisição e tratamento dos dados	13
2.2 Fotolineamentos	16
2.2.1 Aquisição e tratamento dos dados	17
2.2.1.1 Análise do comprimento das fraturas	18
2.2.1.2 Análise da orientação das fraturas	21
2.3 Dados Gravimétricos	24
2.3.1 Aquisição e tratamento dos dados	24
2.4 Dados Topográficos	26
2.4.1 Aquisição e tratamento dos dados	27
3 Caracterização Espacial	29
3.1 Dados de produção	30
3.1.1 Distribuição de probabilidade do volume recuperável de óleo	31
3.2 Fotolineamentos	37
3.2.1 Densidade de fraturas	38
3.2.2 Azimutes médios	49
3.3 Dados gravimétricos	59
3.4 Dados topográficos	66
3.4.1 Topografia do reservatório	67
3.4.2 Gradiente do paleorrelevo do embasamento	76
3.4.3 Raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento	78

3.5	Resumo dos Resultados	82
4	Previsão das áreas potencialmente produtoras	84
4.1	Descrição do método	86
4.1.1	Aspectos gerais	86
4.1.2	Aspectos teóricos	87
4.2	Aplicação da análise discriminante	91
4.3	Resultados de Classificação dos Elementos	96
4.4	Avaliação dos Resultados	102
5	Conclusões	107
6	Referências Bibliográficas	110

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: O campo de Carmópolis no contexto regional	5
FIGURA 2: Modelo idealizado por Warren & Root (1963)	11
FIGURA 3: Localização dos poços	13
FIGURA 4: Determinação do declínio exponencial de produção	14
FIGURA 5: Distribuição dos volumes recuperáveis de óleo	15
FIGURA 6: Lineamentos digitalizados	17
FIGURA 7: Distribuições dos comprimentos das fraturas	19
FIGURA 8: Distribuições das orientações dos lineamentos	23
FIGURA 9: Histograma dos dados gravimétricos	25
FIGURA 10: Histograma dos dados topográficos	27
FIGURA 11: Mapa de contorno de isovalores dos semivariogramas experimentais da variável indicadora do volume recuperável de óleo	33
FIGURA 12: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a variável indicadora do volume recuperável de óleo	34
FIGURA 13: Mapa de isoprobabilidade de volumes recuperáveis de óleo superiores a 5.000 m ³	36
FIGURA 14: Representação esquemática de média móvel com recobrimento de 50%	37
FIGURA 15: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 1 - Escala 1:70.000	39
FIGURA 16: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 2 - Escala 1:70.000	39
FIGURA 17: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 3 - Escala 1:15.000	40
FIGURA 18: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 4 - Escala 1:15.000	40
FIGURA 19: Mapa de isodensidade de fraturas-Sistema 1-Escala 1:70.000	42
FIGURA 20: Mapa de isodensidade de fraturas-Sistema 2-Escala 1:70.000	43
FIGURA 21: Mapa de isodensidade de fraturas-Sistema 1-Escala 1:15.000	44
FIGURA 22: Mapa de isodensidade de fraturas-Sistema 1-Escala 1:15.000	45

FIGURA 23: Diagrama de dispersão entre as densidades de fraturas observadas em superfície e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo	48
FIGURA 24: Mapa de azimutes médios - Escala 1:70.000	50
FIGURA 25: Mapa de azimutes médios - Escala 1:15.000	51
FIGURA 26: Esquema da medida de convergência dos azimutes médios	52
FIGURA 27: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a medida de convergência dos azimutes médios - Escala 1:70.000	54
FIGURA 28: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a medida de convergência dos azimutes médio - Escala 1:15.000	54
FIGURA 29: Mapa de convergência dos azimutes médios - Escala 1:70.000	55
FIGURA 30: Mapa de convergência dos azimutes médios - Escala 1:15.000	56
FIGURA 31: Gráfico de dispersão entre a convergência dos azimutes médios e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo	58
FIGURA 32: Mapa de contorno de isovalores dos semivariogramas experimentais dos dados gravimétricos	60
FIGURA 33: Semivariograma experimental e modelo ajustado (dados gravimétricos)	61
FIGURA 34: Mapa gravimétrico residual	63
FIGURA 35: Superposição do mapa gravimétrico residual com o mapa de isoprobabilidade do volume recuperável de óleo	64
FIGURA 36: Diagrama de dispersão entre os resíduos gravimétricos e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo	65
FIGURA 37: Mapa de contorno de isovalores dos semivariogramas experimentais dos dados topográficos	68
FIGURA 38: Semivariograma experimental e modelo ajustado (dados topográficos)	69
FIGURA 39: Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento	70
FIGURA 40: Superposição do mapa de contorno estrutural do topo do embasamento com o mapa de isoprobabilidade do volume recuperável de óleo	71
FIGURA 41: Diagrama de dispersão entre a profundidade do topo do embasamento e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo	73
to com o mapa gravimétrico residual	74

FIGURA 42: Superposição do mapa de contorno estrutural do topo do embasamento com o mapa gravimétrico residual	74
FIGURA 43: Diagrama de dispersão entre a profundidade do topo do reservatório e os valores dos resíduos gravimétricos	76
FIGURA 44: Diagrama de dispersão entre o gradiente do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo	78
FIGURA 45: Esquema utilizado na determinação da segunda derivada da profundidade do topo do reservatório	79
FIGURA 46: Diagrama de dispersão entre o raio de curvatura da paleossuperfície do embasamento	81
FIGURA 47: Função discriminante aplicada a um exemplo de distribuição bivariada	87
FIGURA 48: Celas utilizadas na análise discriminante	92
FIGURA 49: Modelo local	94
FIGURA 50: Modelo regional	99
FIGURA 51: Localização dos poços perfurados e disposição das células favoráveis (Caso 2)	103
FIGURA 52: Localização dos poços perfurados e disposição das células favoráveis (Caso 3)	104

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: Parâmetros estatísticos da distribuição dos volumes recuperáveis de óleo	15
TABELA 2: Parâmetros estatísticos das distribuições dos comprimentos das fraturas	18
TABELA 3: Aplicação do teste estatístico do χ^2 ao comprimento das fraturas Escala 1:70.000	20
TABELA 4: Aplicação do teste estatístico do χ^2 ao comprimento das fraturas Escala 1:15.000	21
TABELA 5: Classes modais das orientações dos lineamentos	22
TABELA 6: Parâmetros estatísticos dos dados gravimétricos utilizados	25
TABELA 7: Aplicação do teste estatístico do χ^2 aos dados gravimétricos	26
TABELA 8: Parâmetros estatísticos dos dados topográficos utilizados	28
TABELA 9: Aplicação do teste estatístico do χ^2 aos dados topográficos	28
TABELA 10: Parâmetros do modelo variográfico ajustado para a direção de maior continuidade	32
TABELA 11: Parâmetros dos modelos variográficos ajustados para as densidades de fraturas	41
TABELA 12: Correlação entre as densidades de fraturas e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo	46
TABELA 13: Parâmetros dos modelos variográficos ajustados para a medida de convergência dos azimutes médios	53
TABELA 14: Correlação entre a convergência dos azimutes médios e a probabilidade dos azimutes médios	57
TABELA 15: Parâmetros do modelo variográfico ajustado para os dados gravimétricos	61
TABELA 16: Correlação entre os resíduos gravimétricos e a probabilidade do volume recuperável de óleo	62
TABELA 17: Parâmetros do modelo variográfico ajustado para os dados topográficos	67
TABELA 18: Correlação entre a profundidade do topo do reservatório e a probabilidade do volume recuperável de óleo	72

TABELA 19: Correlação entre a profundidade do reservatório e os valores dos resíduos gravimétricos	75
TABELA 20: Correlação entre o gradiente do paleorrelevo do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo	77
TABELA 21: Correlação entre o raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo	80
TABELA 22: Resumo dos Resultados	83
TABELA 23: Coeficientes da função discriminante - Dados de superfície	95
TABELA 24: Coeficientes da função discriminante - Dados de subsuperfície	95
TABELA 25: Resultados de classificação dos elementos - Modelo local - Conjunto 1	97
TABELA 26: Resultados de classificação dos elementos - Modelo local - Conjunto 2	97
TABELA 27: Resultados de classificação dos elementos - Modelo Regional - Conjunto 1	100
TABELA 28: Resultados de classificação dos elementos - Modelo Regional - Conjunto 2	100
TABELA 29: Poços perfurados e volume recuperável de óleo	105

CARACTERIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DE PRODUÇÃO DO RESERVATÓRIO NATURALMENTE
FRATURADO DO CAMPO DE CARMÓPOLIS
(TESE DE MESTRADO: Mar./93)

JOSÉ MARCELO LUVIZOTTO

Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre

Co-orientador: Prof. Paulo Tibana

*Instituto de Geociências - Curso de Geoengenharia de Petróleo
Convênio UNICAMP/PETROBRÁS*

RESUMO

A caracterização do reservatório fraturado do campo de Carmópolis, localizado na porção emersa da Bacia Sergipe-Alagoas, através do estudo da distribuição espacial de um conjunto de variáveis geológicas selecionadas e o desenvolvimento de uma metodologia para a previsão das áreas potencialmente produtoras constituíram os principais objetivos deste trabalho.

Os dados utilizados podem ser classificados em três grupos: (a) dados de produção; (b) dados de superfície e (c) dados de subsuperfície.

Na previsão das áreas potencialmente produtoras foi empregado um conjunto de ferramentas clássicas e de uso corrente na indústria do petróleo: a variografia, a krigagem e a análise discriminante linear.

O procedimento empregado revelou-se um instrumento eficiente para a manipulação conjunta de um número de variáveis geológicas que dificilmente poderia ser assimilado de outra forma, constituindo uma nova aplicação da análise discriminante.

Nenhuma das variáveis analisadas possibilitou isoladamente a previsão das regiões potencialmente produtoras. Entretanto, os resultados obtidos com a utilização do conjunto de dados de subsuperfície mostraram-se bastante satisfatórios, justificando a viabilidade de se estender a metodologia proposta a outros reservatórios com características geológicas semelhantes.

CHARACTERIZATION AND PRODUCTION EVALUATION OF THE NATURALLY
FRACTURED RESERVOIR OF THE CARMÓPOLIS FIELD
(MASTER THESIS: Mar./93)

JOSÉ MARCELO LUVIZOTTO
Adviser: Dr. Armando Zaupa Remacre
Co-adviser: Prof. Paulo Tibana

*Instituto de Geociências - Curso de Geoengenharia de Petróleo
Convênio UNICAMP/PETROBRÁS*

ABSTRACT

Naturally fractured reservoirs occur in the most different types of rocks, with litologies varying from carbonatic and siliciclastic rocks to rocks of the crystalline basement.

The fractured basement area of Carmópolis field, located in the emerged portion of the Sergipe-Alagoas Basin, Brazil, is an example of producing reservoir in a metamorphic basement.

The main goal of this thesis is the characterization of the fractured reservoir of the Carmópolis field through the study of the spatial distribution of selected geological variables and the development of a methodology for the prediction of potentially producing areas.

The data used may be divided in three groups: (a) producing data, (b) surface data and (c) subsurface data.

For the prediction of potentially producing areas, a set of classical tools currently used in the oil industry was used, namely variography, kriging and linear discriminant analysis.

The procedure used was an efficient tool for joint manipulation of a number of geological variables which cannot be assimilated otherwise.

Even though none of the selected variables could be used alone to predict potentiality of producing regions, the results obtained with the use of the subsurface data set were satisfactory, justifying the possibility of extending the proposed methodology to other reservoirs with similar geological characteristics.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Um reservatório naturalmente fraturado pode ser entendido como um conjunto de blocos de rocha matriz circundado por uma rede de fraturas de alta permeabilidade. Embora esses dois meios possam apresentar características permo-porosas, admite-se que o sistema de fraturas seja responsável pelo transporte de fluidos até os poços produtores, enquanto que os blocos de rocha matriz respondem pelo armazenamento de fluidos e pela alimentação do sistema de fraturas.

Esse tipo de reservatório é encontrado nos mais diversos tipos de litologia, não se limitando às rochas normalmente associadas à produção de hidrocarbonetos. Essas litologias envolvem desde as rochas siliciclásticas e carbonáticas até as rochas do embasamento cristalino. Nos reservatórios fraturados em rochas do embasamento, ao contrário do que se observa nas rochas sedimentares, a rede de fraturas é responsável tanto pelo armazenamento quanto pelo transporte de fluidos e, conseqüentemente, o reservatório pode ser modelado como um sistema convencional, de porosidade simples. Neste caso, as acumulações de hidrocarbonetos são condicionadas principalmente pelas características estruturais do reservatório.

Ao contrário do que se poderia imaginar, os exemplos desse tipo de reservatório não são incomuns. No campo de La Paz-Mara, Venezuela, foi reportada uma produção inicial de quase 13.000 m³/d de óleo em rochas ígneas e metamórficas. Diversos campos da Califórnia (Edison, Santa Maria Valley, Wilmington etc.) também podem ser apontados como exemplos de acumulações em rochas do embasamento (van Golf-Hacht, 1982). No Brasil, um exemplo de reservatório produtor no embasamento fraturado é encontrado em parte da área produtora do campo de Carmópolis, localizado na porção emersa da Bacia Sergipe-Alagoas.

Em linhas gerais, a caracterização de um reservatório fraturado deve contemplar as seguintes etapas: (a) estudo das variáveis geológicas que possam, de alguma forma, estar associadas com a intensidade do fraturamento e (b) previsão das áreas potencialmente produtoras em função das variáveis selecionadas. A caracterização do reservatório fraturado do campo de Carmópolis por meio do estudo de um conjunto de variáveis geológicas selecionadas e o desenvolvimento de uma metodologia para a previsão das áreas potencialmente produtoras, capaz de integrar todas as informações disponíveis, constituem os objetivos centrais do presente estudo.

Os dados utilizados no desenvolvimento do trabalho, apresentados no capítulo 2, podem ser classificados em três grupos: (a) dados de produção, (b) dados de superfície e (c) dados de subsuperfície. Os dados de produção refletem a produtividade do reservatório ao longo da área e podem ser empregados como um parâmetro de aferição da correlação espacial das demais variáveis com a intensidade do fraturamento; os dados de superfície representam informações geológicas obtidas por meio de instrumentos que incluem a gravimetria e as fotografias aéreas e os dados de subsuperfície correspondem às profundidades do topo do paleorrelevo do embasamento obtidas a partir de informações provenientes dos poços considerados no estudo. Os dados de superfície e de subsuperfície utilizados refletem, com maior ou menor grau de exatidão, aspectos concernentes à estrutura do reservatório.

No capítulo 3 é definido um conjunto de variáveis derivadas dos dados originais que podem, em princípio, evidenciar o comportamento de estruturas em subsuperfície normalmente associadas à ocorrência de hidrocarbonetos. O comportamento espacial de cada variável é analisado com o auxílio de duas ferramentas geoestatísticas clássicas: a variografia e a krigagem. A avaliação da eficiência dessas variáveis na previsão das áreas potencialmente produtoras é realizada através da análise da correlação entre os valores médios de cada variável, fornecidos pela krigagem de blocos, e as probabilidades dos volumes recuperáveis de óleo.

No capítulo 4 é proposta uma metodologia para a previsão das áreas potencialmente produtoras tendo por base o comportamento de produção dos setenta primeiros poços perfurados na área e os valores médios das variáveis definidas no capítulo 3. Com o objetivo de integrar todas as informações disponíveis foi utilizado um método de análise multivariada de dados amplamente empregado na área das geociências: a análise discriminante linear. Para isso, a área de interesse foi subdividida num conjunto de 1.020 celas regulares de 500 m de lado. Cada um dos blocos assim definidos foi considerado como um elemento da análise discriminante.

1.1 A Área do Estudo:

O campo de Carmópolis localiza-se na porção emersa da Bacia Sergipe-Alagoas a aproximadamente cinquenta quilômetros da cidade de Aracaju. Estende-se desde o Alto de Aracaju até o Baixo de Divina Pastora.

O campo é constituído de duas estruturas geológicas distintas separadas pela Falha de Carmópolis, de direção NW. A nordeste dessa falha encontra-se a área central do campo, que apresenta os clásticos grosseiros da Formação Muribeca/Membro Carmópolis como os principais reservatórios. A sudoeste da Falha de Carmópolis encontra-se a Área do Embasamento Fraturado, objetivo deste estudo, que tem nos metassedimentos fraturados do Pré-Cambriano os principais horizontes produtores. No limite entre as duas unidades, as fraturas do embasamento encontram-se em contato direto com os conglomerados da área central, constituindo um reservatório contínuo.

A Área do Embasamento Fraturado estende-se ao sul até a área de Várzea da Flor, a oeste até o campo de Mato Grosso e a noroeste é limitada pelo campo de Siririzinho. A figura 1, extraída da publicação de Cesero *et al.* (1984), apresenta o campo de Carmópolis no contexto regional.

As rochas do embasamento no Alto de Aracaju são constituídas por filitos da Formação Ribeirópolis e xistos da Formação Traipu. Segundo Cesero *et al.* (1984), as litologias dessas duas unidades podem ser perfeitamente distinguidas do ponto de vista petrográfico, uma vez que os xistos da Formação Traipu pertencem a uma *fácies* metamórfica mais profunda que os filitos da Formação Ribeirópolis. O contato entre essas duas unidades ocorre por falha de empurrão, onde se observa a Formação Traipu superposta à Formação Ribeirópolis.

As análises petrofísicas realizadas com amostras de rocha intactas, isto é, não influenciadas pelo fraturamento, revelam valores máximos de porosidade e permeabilidade iguais a 0,5% e a 0,1 mD, respectivamente, evidenciando a importância do sistema de fraturas para o armazenamento e transporte de fluidos.

As acumulações de hidrocarbonetos encontradas na área podem ser associadas a paleoaltos esculpido por uma erosão pré-aptiana. Essa superfície erosional foi afogada por uma fase transgressiva, quando se depositaram os sedimentos euxínicos e evaporíticos dos Membros Ibura e Oiteirinhos da Formação Muribeca. Esses sedimentos também têm se revelado produtores em algumas áreas do campo.

A ação do lençol freático, evidenciada por feições de dissolução observadas em testemunhos, contribuiu para a ampliação das fraturas pré-existentes e para a geração de fendas.

Segundo Babinski & Santos (1984, *apud* Cesero *et al.*, 1984), o petróleo acumulado no embasamento fraturado e nos conglomerados do Membro Carmópolis foi gerado nos folhelhos do Membro Ibura em baixos adjacentes ao Alto de Aracaju, onde apresentam maior espessura, maior teor de carbono orgânico e se encontram dentro da janela de geração de hidrocarbonetos. Presume-se, neste caso, que os hidrocarbonetos tenham migrado de forma ascendente, em direção ao Alto de Aracaju.

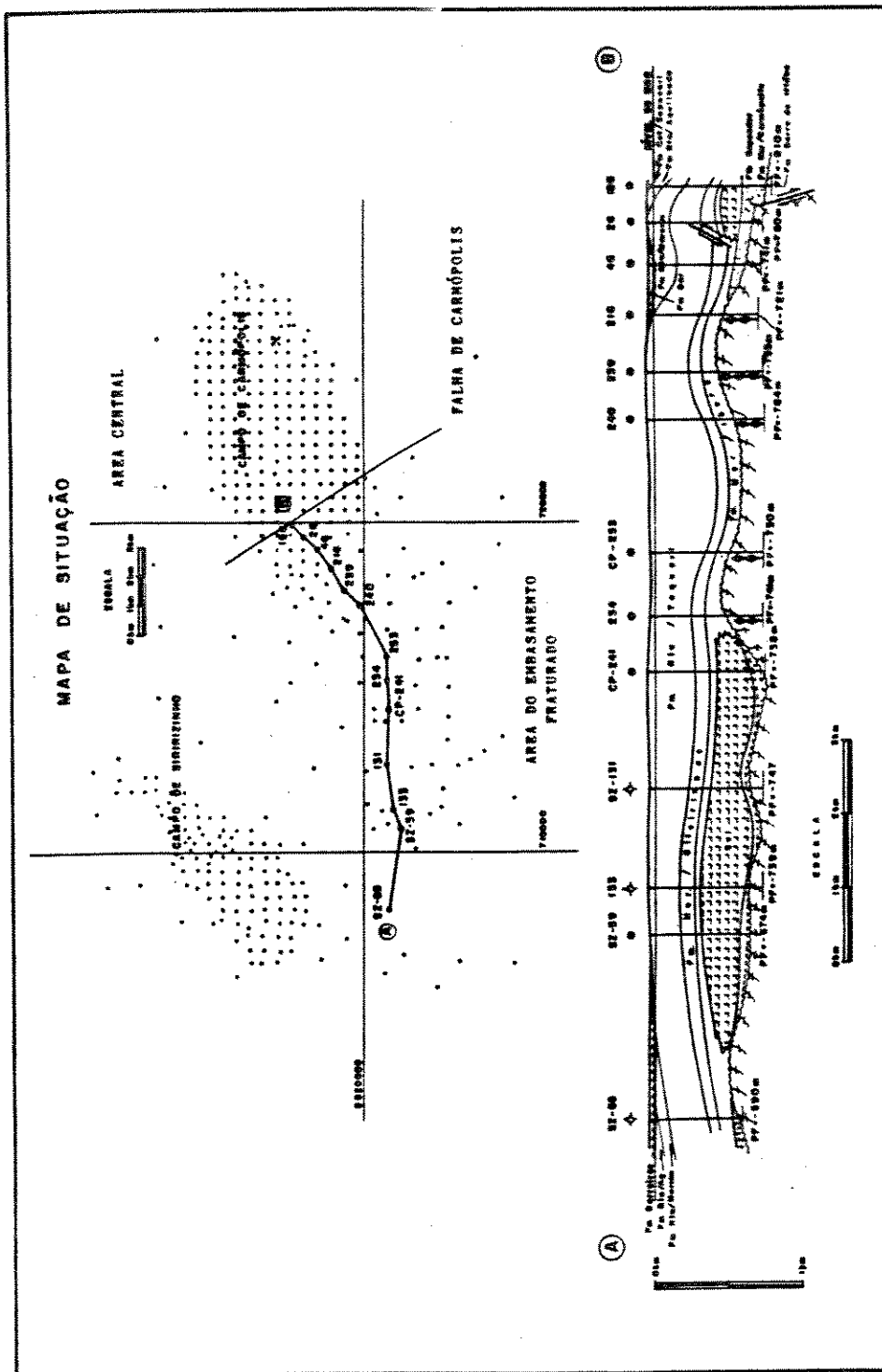


figura 1: O campo de Carmópolis no contexto regional (modificado de Cesero et al., 1984)

Os primeiros indícios de óleo no embasamento fraturado foram observados no poço 2-RCst-01-SE em 1961, antes mesmo da descoberta do campo de Carmópolis. Os indícios mais significativos foram encontrados casualmente com a perfuração dos poços 3-CP-15-SE e 3-CP-16-SE, durante os trabalhos de delimitação do campo, quando o embasamento foi atingido a uma profundidade muito acima da esperada.

A primeira produção comercial de óleo do embasamento ocorreu somente em janeiro de 1965, com a perfuração do poço 7-CP-20-SE. A partir de então, o embasamento passou a constar como objetivo secundário nos prospectos da área.

Os primeiros poços a buscar as fraturas do embasamento como objetivos principais somente viriam a ser perfurados em dezembro de 1971. Os critérios então utilizados para a locação de novos poços baseavam-se em mapas de subsuperfície e na proximidade de poços produtores. Até o momento, cerca de quatrocentos poços já foram perfurados na área.

Esses poços normalmente são revestidos somente até o topo do embasamento, colocando-se em produção todo o intervalo correspondente ao embasamento fraturado.

Em virtude dessas peculiaridades, a avaliação da distribuição horizontal da rede de fraturas atende satisfatoriamente aos requisitos para o desenvolvimento da área.

Os melhores poços da área normalmente produzem por surgência apenas no início da vida produtiva, sendo posteriormente equipados para a produção por bombeio mecânico.

Embora a maior parcela da produção acumulada de óleo do embasamento seja proveniente dos xistos da Formação Traipu, não se observa uma influência marcante da litologia do embasamento na produtividade dos poços.

Além do embasamento, também contribuem para a produção os conglomerados da Formação Muribeca/Carmópolis (nordeste/noroeste da área) e os carbonatos dos Membros Ibura e Oiteirinhos (sudoeste da área). Neste trabalho apenas o comportamento de produção do embasamento fraturado é analisado.

1.2 Trabalhos Anteriores:

A geologia da área do Domo de Itabaiana foi inicialmente estudada por Humphrey & Allard (1962). Além do Domo de Itabaiana, nessa publicação foram apontadas como principais feições estruturais da área o Grupo Miaba, em contato discordante com o domo; o Grupo Vaza-Barris, constituído de metassedimentos, e o Batolito de Glória, onde os metassedimentos evoluem gradativamente para biotita-granada-cornubialitos.

Richter (1966) classificou esses cornubialitos em *hornfels* pelíticos, sob a denominação de Formação Traipu, e *hornfels* quartzo-feldspáticos, sob a denominação de Formação Jaramantaia.

As primeiras observações de fraturas em testemunhos do embasamento foram realizadas por Aurich (1967). O autor salientou a importância das fraturas para a produtividade do reservatório, destacando as fraturas de direção NE como as mais importantes e freqüentes.

O primeiro trabalho geológico enfocando especificamente o reservatório fraturado do Alto de Aracaju foi desenvolvido por Sá (1975). Nessa publicação é apresentado um levantamento dos principais campos produtores do embasamento, propondo-se um modelo geológico e de acumulação para o campo de Carmópolis.

As acumulações de hidrocarbonetos no Alto de Aracaju também foram analisadas por Cesero *et al.* (1984). Nesse trabalho foram integradas as

informações referentes à geologia regional do embasamento aflorante nas áreas adjacentes à bacia, à geologia de superfície e de subsuperfície e aos históricos de produção dos poços perfurados na área. O desenvolvimento do projeto envolveu um amplo espectro de ferramentas e de escalas de observação, variando desde o sensoriamento remoto até a utilização do microscópio eletrônico.

Dessa última publicação foi extraída grande parte dos dados utilizados no presente estudo.

CAPÍTULO 2

DADOS UTILIZADOS

Os dados utilizados podem ser classificados em três grupos: (a) dados de produção, (b) dados de superfície e (c) dados de subsuperfície.

Os dados de produção envolvem os históricos de produção de todos os poços disponíveis. Com base nesses dados podem ser determinados os volumes recuperáveis de óleo poço a poço. Esses volumes refletem aproximadamente a intensidade do processo de fraturamento ao longo da área.

Os dados de superfície foram extraídos do mapa de fotolineamentos e do mapa gravimétrico residual de despimento na base do Membro Ibura. Esses mapas, processados na escala 1:25.000, foram apresentados por Cesero *et al.* (1984).

Os dados de subsuperfície correspondem às profundidades do topo do paleorrelevo do embasamento identificadas nos 349 poços selecionados.

Os dados de superfície e de subsuperfície utilizados refletem, com maior ou menor grau de exatidão, aspectos concernentes à estrutura do reservatório. Esse conjunto de dados foi selecionado com o objetivo de avaliar a correlação de alguns parâmetros, frequentemente mencionados na literatura, com a intensidade do fraturamento.

2.1 Dados de Produção:

Os dados de produção utilizados neste trabalho, como foi mencionado anteriormente, referem-se aos históricos de produção de todos os poços selecionados.

O volume de óleo produzido por um determinado poço reflete pontualmente a produtividade do reservatório. No caso dos reservatórios fraturados, a produtividade do reservatório está intimamente associada à intensidade do fraturamento e, portanto, a distribuição espacial dos volumes produzidos pode ser interpretada como uma imagem aproximada da intensidade do processo de fraturamento ao longo da área. Entretanto, a produção acumulada de óleo é uma grandeza que não depende somente da produtividade do reservatório, mas também do tempo de produção considerado. Com o objetivo de eliminar a influência do tempo de produção no estudo da distribuição espacial dos volumes de óleo, é necessária a utilização de uma nova grandeza, representada pelo volume recuperável de óleo. Para a determinação do volume recuperável de óleo é necessária a previsão do comportamento de produção do reservatório em função da estratégia de produção adotada.

Tradicionalmente, a modelagem física e matemática dos reservatórios naturalmente fraturados fundamenta-se no conceito de sistemas de dupla porosidade. Esse conceito pressupõe a ocorrência de dois meios porosos interpenetrados, representados pelo sistema de fraturas e pelos blocos de rocha matriz. Ambos os meios apresentam geometrias diversas e se estendem indefinidamente em todas as direções.

O conceito de dupla porosidade para a representação de reservatórios fraturados foi introduzido por Barrenblatt *et al.* (1960) em estudos de reservatórios geotérmicos. Neste modelo, o meio poroso primário é constituído por blocos de rocha matriz hidrodinamicamente isolados entre si. O meio poroso secundário é constituído por um sistema contínuo de fraturas que se desenvolve ao longo de todo o reservatório.

Embora os dois meios possam apresentar características permo-porosas, admite-se que o sistema de fraturas seja o responsável pelo transporte de fluidos até os poços, enquanto que os blocos de rocha matriz respondem pelo armazenamento de fluidos e pela alimentação do sistema de fraturas.

O conceito de dupla porosidade foi introduzido na indústria do petróleo em 1963, quando Warren & Root (1963) resolveram o problema proposto por Barrenblatt *et al.* considerando o fluxo pouco compressível no sistema de fraturas. O reservatório, neste caso, foi modelado por uma série de blocos de matriz em forma de paralelepípedos isolados por um conjunto de fraturas ortogonais, conforme é apresentado na figura 2.

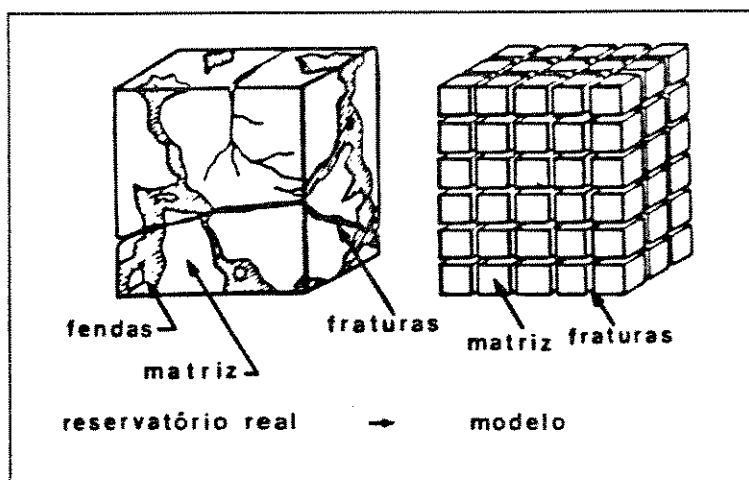


figura 2: Modelo idealizado por Warren & Root (1963)

Warren & Root utilizaram dois parâmetros adimensionais "suficientes para caracterizar o sistema de dupla porosidade", representados pelo coeficiente de transferência de fluxo entre matriz e fraturas (λ) e pela razão de armazenagem do sistema (ω).

A rocha matriz do reservatório naturalmente fraturado do campo de Carmópolis apresenta valores de porosidade e permeabilidade praticamente nulos. Neste caso, tanto o fluxo quanto a acumulação de fluidos ocorrem

somente no sistema de fraturas e, conseqüentemente, o reservatório pode ser modelado como um sistema convencional, isto é, de porosidade simples.

Na análise do comportamento de produção de um reservatório de petróleo devem ser levados em consideração, além das características intrínsecas do reservatório, alguns aspectos que ocorrem durante a produção dos poços. Esses aspectos incluem, dentre outros, a produção a pressão constante, condição observada no caso de poços que produzem por mecanismos de elevação artificial.

O fluxo monofásico de um reservatório limitado, com a fronteira externa selada, produzindo a pressão constante pode ser expresso por:

$$q(t) = \frac{4 \pi K h \Delta p}{\mu \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right)} \exp \left[\frac{-4 \pi}{A \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right)} \frac{K}{\phi \mu C_t} t \right] \quad (2.1)$$

onde:

- $q(t)$ = vazão de produção
- K = permeabilidade
- h = espessura
- μ = viscosidade do óleo
- A = área do reservatório
- C_A = fator de forma
- r_w = raio do poço
- ϕ = porosidade
- C_t = compressibilidade total
- Δp = diferença de pressão na face do poço

A equação (2.1) corresponde exatamente à expressão do declínio exponencial de produção. Neste caso, os volumes recuperáveis de óleo poço a poço podem ser determinados a partir da extrapolação do comportamento de produção em função do declínio exponencial observado inicialmente.

2.1.1 – Aquisição e Tratamento dos Dados:

Inicialmente foram selecionados 349 poços perfurados na área, dos quais 170 resultaram secos e 179 produtores. Foram descartados da análise alguns poços perfurados com o objetivo de drenar horizontes pertencentes à camada sedimentar, além de alguns poços perfurados recentemente em áreas acentuadamente depletadas do reservatório. A localização dos poços selecionados é apresentada na figura 3.

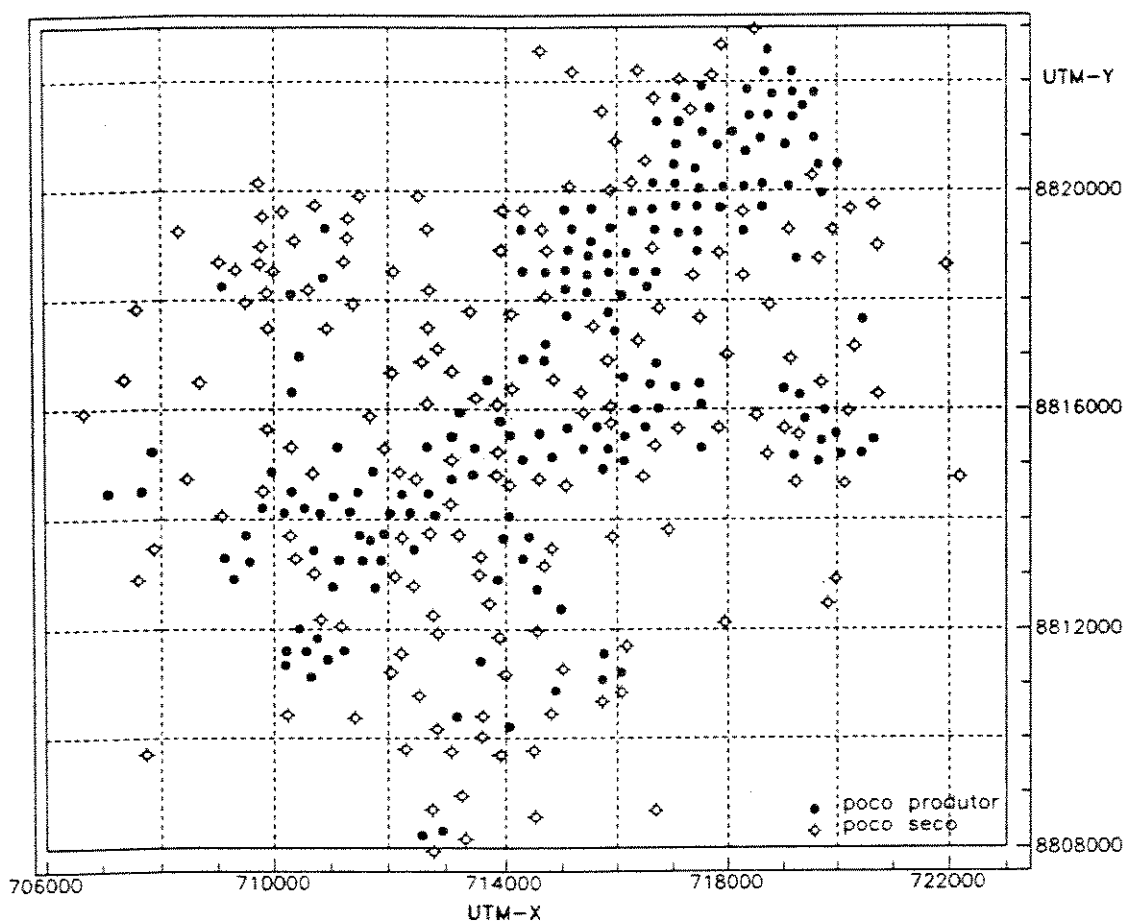


figura 3: Localização dos poços

O declínio exponencial de produção pode ser determinado pela inclinação da reta resultante de um gráfico da vazão de óleo (q) versus a produção acumulada (N_p). Com o objetivo de determinar os volumes recuperáveis de óleo poço a poço, o comportamento de cada um dos 179 poços produtores foi analisado separadamente, extrapolando-se o comportamento observado até a vazão de abandono.

Embora a vazão de abandono de um poço deva ser especificada de acordo com os limites de viabilidade técnica ou econômica, os volumes aqui considerados foram obtidos estipulando-se uma vazão de abandono nula, uma vez que os valores assim obtidos são mais adequados aos objetivos do estudo. Nos casos em que o declínio de produção real não pode ser identificado (20 poços), o volume recuperável foi calculado com base no declínio médio da área. Na figura 4 o procedimento utilizado é ilustrado esquematicamente.

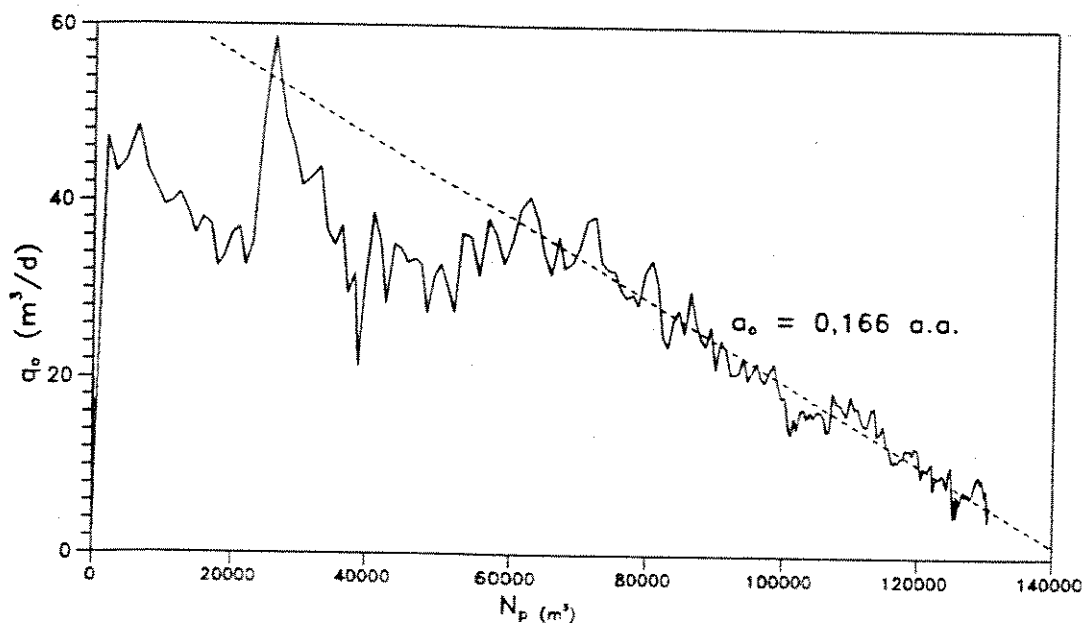


figura 4: Determinação do declínio exponencial de produção

A figura 5 apresenta o histograma do volume recuperável de óleo por poço. O volume recuperável total da área computado com base nesses valores é de aproximadamente $2,152 \times 10^6 m^3$. Na tabela 1 são apresentados os parâmetros estatísticos da distribuição dos volumes recuperáveis de óleo.

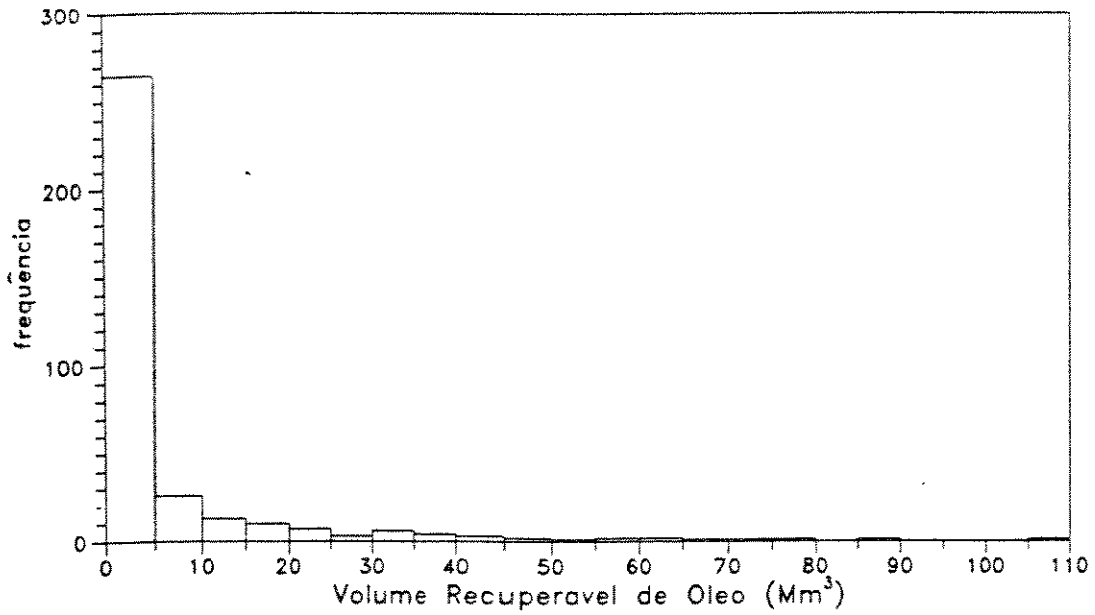


figura 5: Distribuição dos volumes recuperáveis de óleo

tabela 1: Parâmetros estatísticos da distribuição dos volumes recuperáveis de óleo

Parâmetro		Valor
número de poços		349
mínimo	(Mm ³)	0
máximo	(Mm ³)	109,5
média	(Mm ³)	6,2
moda	(Mm ³)	0,0
mediana	(Mm ³)	0,10
variância	(Mm ³) ²	208,9
desvio-padrão	(Mm ³)	14,5
coef. de variação	(%)	235,8

O histograma dos volumes recuperáveis de óleo apresenta uma assimetria acentuada, onde a maioria das amostras exhibe valores bastante baixos e apenas alguns poços apresentam valores muito elevados. Pode-se observar que 265 poços (75,9 %) apresentam volumes recuperáveis inferiores a 5,0 Mm³ e respondem por 6,4 % do volume total, enquanto que apenas 84 poços (24,1 %) respondem pelos 93,6 % restantes.

Thomas (1975) observou que, via de regra, existe uma tendência de se perfurar um número excessivo de poços em reservatórios naturalmente fraturados, principalmente em função dos potenciais de produção de alguns poços isolados, que podem ser enganosamente elevados. Os números apresentados anteriormente parecem confirmar tais observações, justificando a necessidade da investigação de critérios mais apropriados para a determinação das áreas mais favoráveis à prospecção de hidrocarbonetos.

2.2 Fotolineamentos:

Alguns fenômenos que ocorrem na natureza são identificados em determinadas escalas como feições lineares que podem ser representadas por um conjunto de linhas com localizações, dimensões e orientações definidas. Neste contexto estão inseridos os lineamentos observados em fotografias aéreas.

Segundo Melo (1989), a análise de fotolineamentos parte do princípio de que é possível identificar em fotografias aéreas um padrão regional de fraturamento cujos desvios locais, evidenciados pela análise matemática da densidade e da orientação das fraturas, podem estar associados a anomalias estruturais ou estratigráficas que ocorrem em subsuperfície.

Apesar de representarem apenas uma projeção bidimensional do sistema de fraturas, as fotografias aéreas podem constituir uma ferramenta bastante útil quando o resultado esperado, como no caso do presente estudo, envolve somente a distribuição horizontal das fraturas.

2.2.1 - Aquisição e tratamento dos dados:

Os dados utilizados foram extraídos do mapa de fotolineamentos apresentado por Cesero *et al* (1984). Esse mapa foi confeccionado a partir de lineamentos observados em fotografias aéreas nas escalas 1:70.000 e 1:15.000. Os lineamentos assim obtidos foram comparados entre si, tendo em vista as estruturas nas diferentes escalas. O somatório dessas observações deu origem a um mapa integrado na escala 1:25.000.

Com base nesse mapa, foram digitalizados setecentos e quarenta e cinco lineamentos obtendo-se, dessa forma, as coordenadas UTM das extremidades de cada um deles. Os lineamentos digitalizados são apresentados na figura 6.

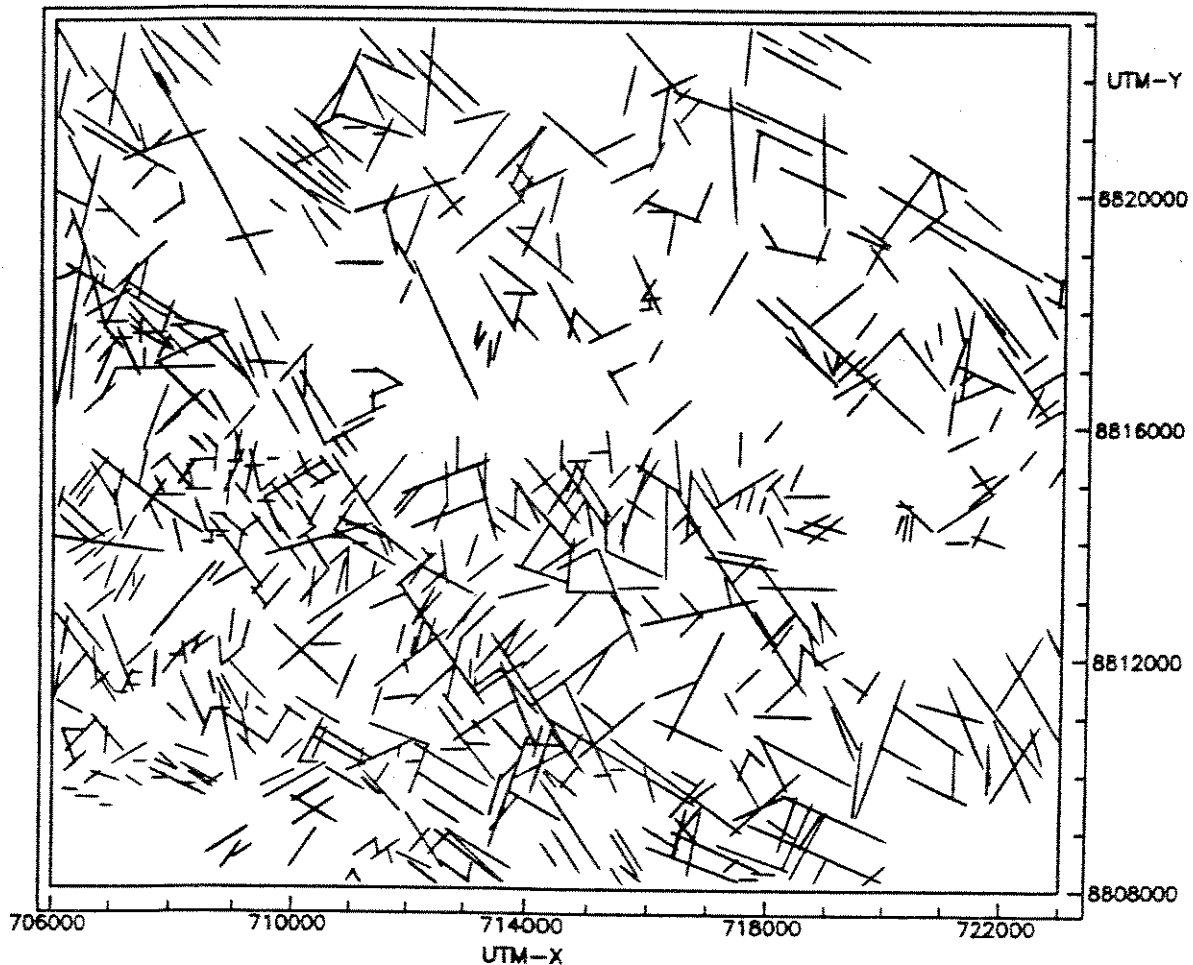


figura 6: Lineamentos digitalizados

A partir das coordenadas UTM digitalizadas, foram determinados os comprimentos e as orientações de cada lineamento. A seguir, as distribuições desses dois parâmetros foram analisadas estatisticamente.

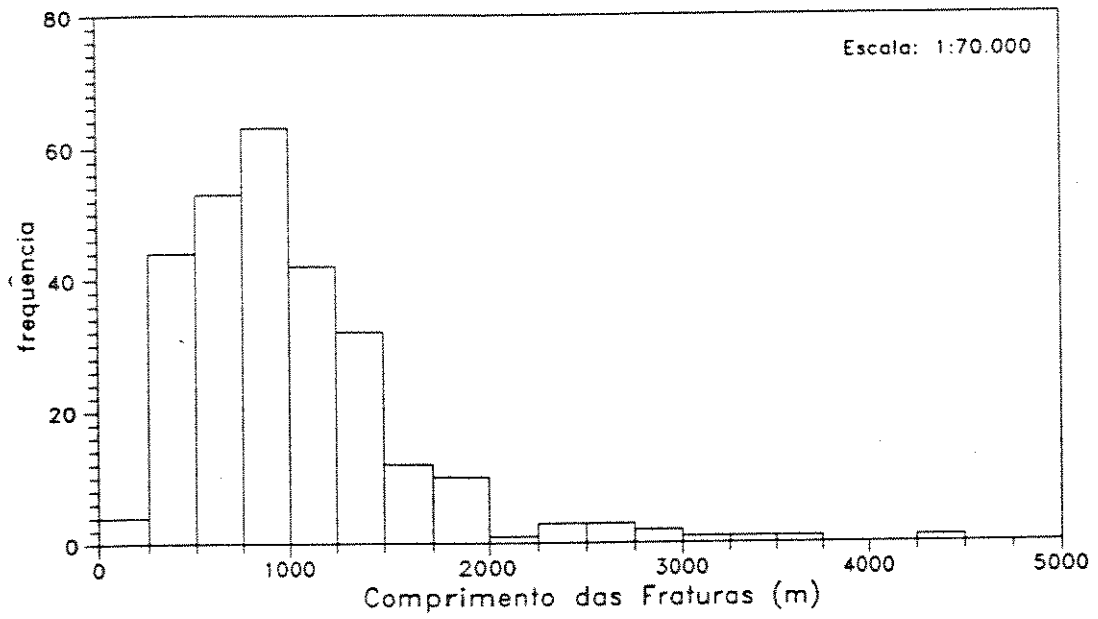
2.2.1.1 – Análise do comprimento das fraturas:

Para a análise do comprimento das fraturas foram traçados os histogramas referentes às escalas 1:70.000 e 1:15.000 (figura 7). Os principais parâmetros estatísticos das distribuições dos comprimentos das fraturas são mostrados na tabela 2.

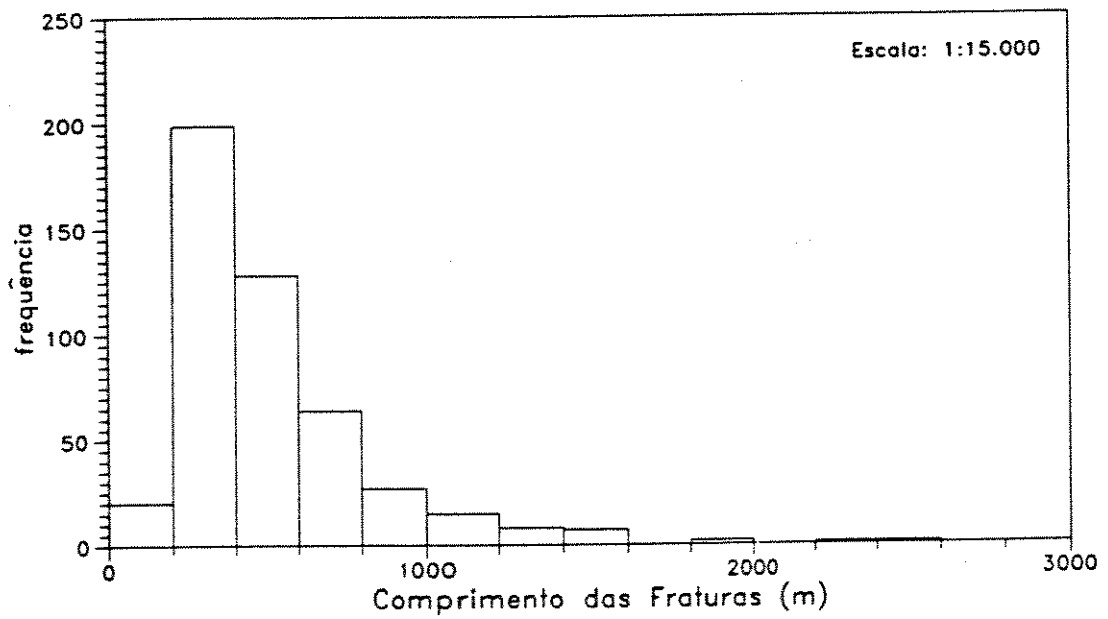
tabela 2: Parâmetros estatísticos das distribuições dos comprimentos das fraturas

Parâmetro	Escala	
	1:70.000	1:15.000
Número de Dados	273,0	472,0
Mínimo (m)	211,0	122,6
Máximo (m)	4.357,1	2.536,6
Média Aritmética (m)	1.002,5	508,9
Variância (m ²)	348.951,3	98.789,3
Desvio-Padrão (m)	590,7	314,4
Coef. Variação (%)	59,6	61,8

Como se pode observar, os maiores alinhamentos topográficos, que representam o padrão regional de fraturamento, foram realçados pela escala menor (1:70.000), enquanto que os lineamentos observados na escala 1:15.000 evidenciaram principalmente as características locais.



(a) escala 1:70.000



(b) escala 1:15.000

figura 7: Distribuições dos comprimentos das fraturas

Os histogramas apresentados na figura 7, a exemplo do histograma dos volumes recuperáveis de óleo, exibem uma acentuada assimetria positiva. Embora os dados obtidos na escala 1:70.000 apresentem uma maior variabilidade que os dados obtidos na escala 1:15.000, os coeficientes de variação, que caracterizam a dispersão dos dados em termos relativos, são bastante semelhantes entre si.

A aplicação do teste estatístico do χ^2 aos logaritmos dos comprimentos das fraturas indica que as distribuições das duas populações analisadas podem ser consideradas lognormais ao nível de significância de 5%. A distribuição lognormal normalmente é empregada para descrever fenômenos aleatórios que representam o produto de diversos pequenos eventos independentes. Os resultados obtidos são apresentados nas tabelas 3 e 4.

tabela 3: Aplicação do teste estatístico do χ^2 ao comprimento das fraturas
Escala 1:70.000

Classe	Limite Superior	Frequência Observada	Frequência Esperada	Teste Estatístico
		O_i	E_i	$(E_i - O_i)^2 / E_i$
1	5,75	10	9	0,111
2	6,00	18	14	1,143
3	6,25	21	25	0,640
4	6,50	29	39	2,564
5	6,75	50	48	0,083
6	7,00	53	49	0,327
7	7,25	43	39	0,410
8	7,50	27	27	0,000
9	7,75	12	14	0,286
10	8,50	10	9	0,111
Total	—	273	273	5,675
graus de liberdade: $\nu = 7$			$\chi^2(\text{limite}) = 14,067$ 7,5%	

tabela 4: Aplicação do teste estatístico do χ^2 ao comprimento das fraturas
Escala 1:15.000

Classe	Limite Superior	Frequência Observada	Frequência Esperada	Teste Estatístico
		O_i	E_i	$(E_i - O_i)^2/E_i$
1	5,00	6	9	1,000
2	5,25	11	17	2,118
3	5,50	42	36	1,000
4	5,75	71	61	1,639
5	6,00	93	83	1,205
6	6,25	80	87	0,613
7	6,50	68	77	1,052
8	6,75	50	52	0,077
9	7,00	23	30	1,633
10	7,25	17	13	1,231
11	8,00	11	7	2,286
Total	—	472	472	13,854
graus de liberdade: $\nu = 8$			$\chi^2(\text{limite}) = 15,507$	8,5%

2.2.1.2 - Análise da Orientação das Fraturas:

Na análise da orientação das fraturas, foram definidas 180 classes de azimutes com amplitude de 1° . A seguir, foram somados os comprimentos de todos os lineamentos pertencentes a cada uma das classes.

Com o objetivo de identificar as principais direções modais da área, os resultados obtidos foram suavizados por uma média móvel de 3 termos, conforme a expressão (2.2), a seguir:

$$m_i = \frac{S_{i-1} + S_i + S_{i+1}}{3} \quad (2.2)$$

onde:

m_i = média móvel referente à classe i ;

S_{i-1} = soma dos comprimentos dos lineamentos pertencentes à classe $i-1$;

S_i = soma dos comprimentos dos lineamentos pertencentes à classe i ;

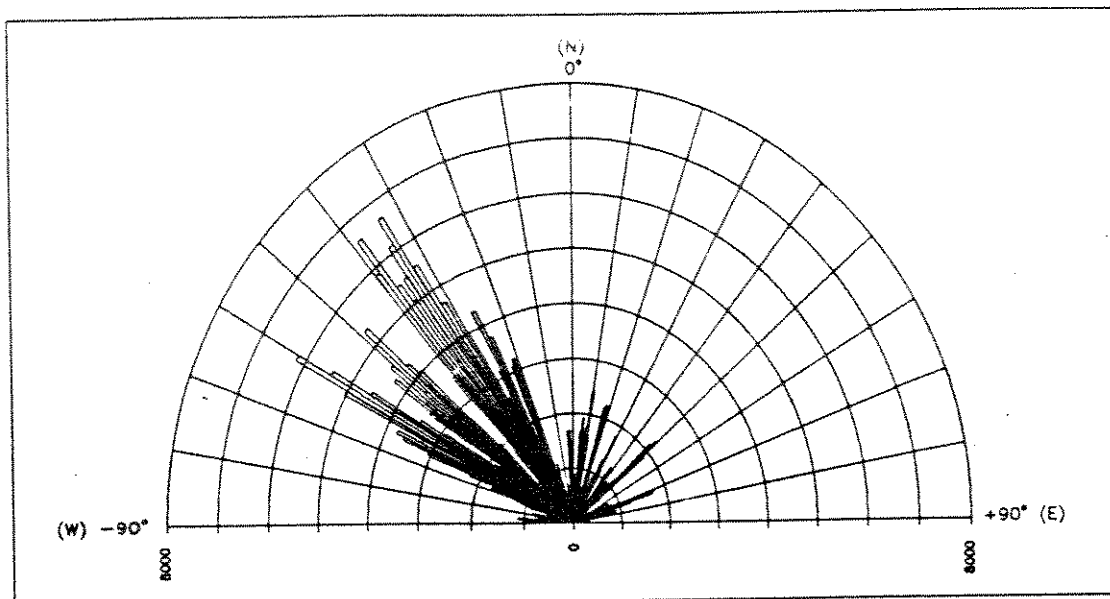
S_{i+1} = soma dos comprimentos dos lineamentos pertencentes à classe $i+1$;

As distribuições resultantes para cada escala de observação são ilustradas na figura 8. As direções modais da área podem ser encontradas na tabela 5.

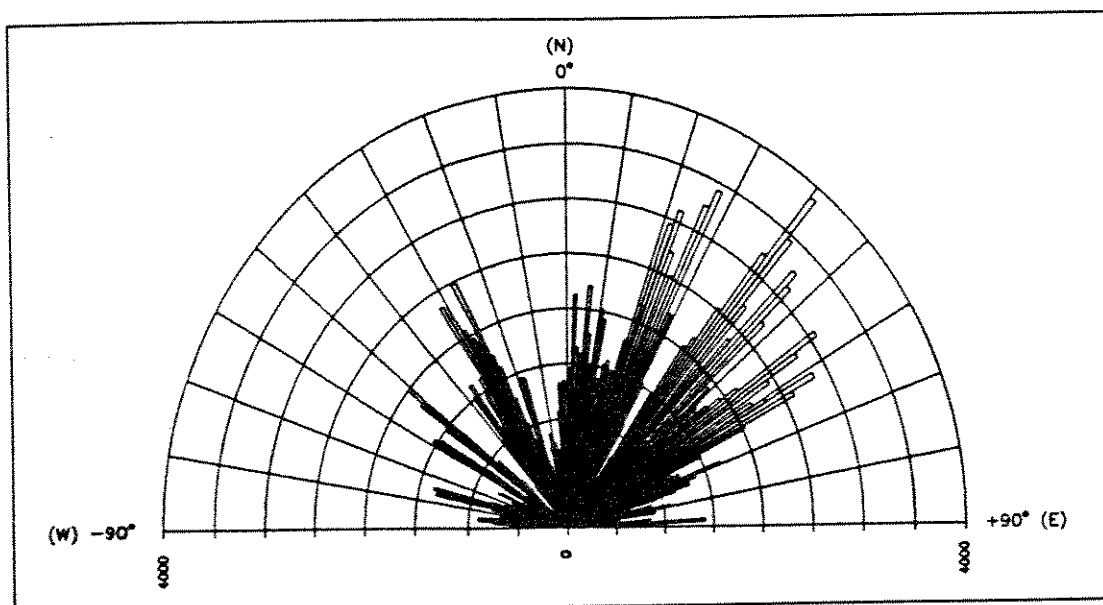
tabela 5: Classes modais das orientações dos lineamentos

Escala	Sistema	Faixa	Moda
1:70.000	1	N-90°-W a N-44°-W	N-60°-W
	2	N-44°-W a N-5°-W	N-38°-W
	3	N-5°-W a N-56°-E	N-11°-E
	4	N-56°-E a N-90°-E	N-71°-E
1:15.000	1	N-90°-W a N-44°-W	N-50°-W
	2	N-44°-W a N-14°-W	N-26°-W
	3	N-14°-W a N-33°-E	N-28°-E
	4	N-33°-E a N-90°-E	N-41°-E

As estruturas de direção NW, relacionadas com as feições estruturais regionais, são mais evidentes na escala 1:70.000. Importantes feições estruturais da bacia Sergipe-Alagoas, tais como a Falha de Carmópolis e os eixos de dobramento dos metassedimentos no Alto de Aracaju, estão alinhados segundo estas direções. A escala 1:15.000 realça principalmente as estruturas de direção NE. Segundo Cesero *et al.* (1984), as juntas de direção N-30° a 60°-E constituem o sistema mais importante, uma vez que resultaram de esforços tensionais que deram origem às fraturas abertas. Nelas estão contidas as principais direções da bacia Sergipe-Alagoas e alinham-se os principais campos produtores.



(a) escala 1:70.000



(b) escala 1:15.000

figura 8: Distribuições das orientações dos lineamentos

2.3 Dados Gravimétricos:

A prospecção gravimétrica baseia-se no fato de que as variações laterais de densidade que ocorrem na crosta terrestre afetam o valor local da aceleração da gravidade (g). Segundo Fernandes (1984), essas alterações locais, embora correspondam a uma fração muito reduzida do valor de g, podem ser medidas com o auxílio de um gravímetro. O aspecto importante, neste caso, é que as alterações locais do valor da aceleração da gravidade geralmente estão associados a estruturas geológicas crustais.

Uma anomalia gravimétrica pode ser entendida como o desvio que a gravidade medida num determinado local apresenta em relação ao valor normal, como consequência das variações laterais de densidade. Todavia, existem alguns fatores, como a altitude e a latitude, que também afetam o valor local da gravidade. As alterações decorrentes desses fatores são conhecidas como variações normais e devem ser corrigidas nas leituras realizadas.

O mapa de contorno de isovalores das leituras corrigidas (isogálicas) é chamado de Mapa Bouguer. As anomalias, nesse mapa, muitas vezes podem aparecer como variações graduais ou como acidentes isolados. As variações graduais, conhecidas por anomalias regionais, geralmente refletem mudanças laterais contínuas da densidade das rochas ou da profundidade. Na prospecção de reservatórios de petróleo normalmente é interessante remover os efeitos das anomalias regionais, procurando-se salientar as anomalias locais. A remoção das anomalias graduais do Mapa Bouguer possibilita a confecção de um outro mapa: o Mapa Gravimétrico Residual.

2.3.1 - Aquisição e tratamento dos dados:

Os dados utilizados foram extraídos diretamente do mapa gravimétrico residual de despimento em escala 1:25.000, apresentado por Cesero et al. (1984). Para isso, foram "amostrados" 630 pontos, dos quais 349 correspondem

à localização dos poços, enquanto que os pontos restantes distribuem-se de maneira aproximadamente uniforme ao longo da área. O histograma dos dados gravimétricos (figura 9) apresenta uma distribuição aproximadamente simétrica e uma dispersão acentuada dos valores, traduzida por um coeficiente de variação de 275,9%. Os principais parâmetros estatísticos da distribuição dos dados gravimétricos podem ser encontrados na tabela 6.

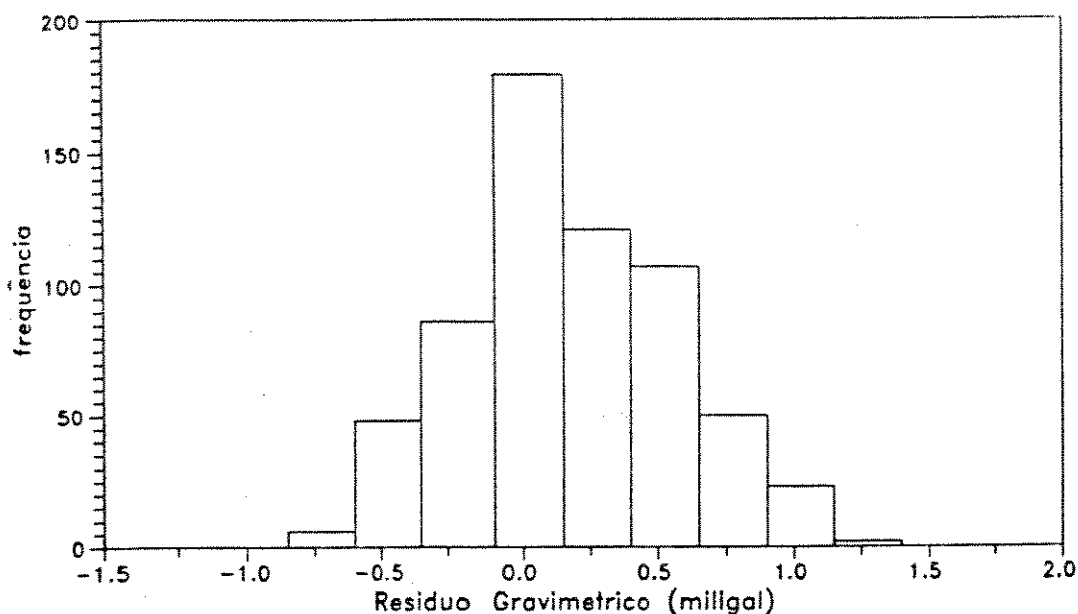


figura 9: Histograma dos dados gravimétricos

tabela 6: Parâmetros estatísticos dos dados gravimétricos utilizados

Parâmetro	Valor
número de dados	630
mínimo	-1,00
máximo	1,25
media aritmética	0,15
variância	0,17
desvio-padrão	0,41
coef. de variação	275,90

Na tabela 7 são apresentados os resultados do teste de aderência empregado. Embora a população analisada não possa ser considerada normalmente distribuída a um nível de significância de 5%, não foram observados valores anômalos que pudessem afetar desproporcionalmente as análises posteriores.

tabela 7: Aplicação do teste estatístico do χ^2 nos dados gravimétricos

Classe	Limite Superior	Frequência Observada	Frequência Esperada	Teste Estatístico
		O_i	E_i	$(E_i - O_i)^2/E_i$
1	-0,60	14	21	2,333
2	-0,35	48	49	0,020
3	-0,10	86	101	2,228
4	0,15	179	144	8,507
5	0,40	121	147	4,599
6	0,65	107	100	0,490
7	0,90	50	48	0,083
8	1,40	25	20	1,250
Total	—	630	630	19,510
graus de liberdade: $\nu = 5$			$\chi^2(\text{limite}) =$	11,070
			5,5%	

2.4 Dados Topográficos:

As associações entre a ocorrência de fraturas e as estruturas encontradas em subsuperfície são frequentemente mencionadas na literatura. Stearns & Friedman (1972) apontam a posição estrutural e a taxa de variação do mergulho das camadas como dois importantes fatores no controle do desenvolvimento das fraturas.

Na Área do Embasamento Fraturado do campo de Carmópolis, as acumulações de hidrocarbonetos estão condicionadas a paleoaltos esculpido por uma erosão pré-aptiana. Nas áreas onde o paleorrelevo do embasamento é plano, observa-se a ocorrência de uma grande incidência de poços secos.

2.4.1 – Aquisição e tratamento dos dados:

Os dados topográficos utilizados correspondem às profundidades do topo do paleorrelevo do embasamento determinadas nos 349 poços selecionados. Todas as profundidades são referenciadas em relação ao nível do mar, com o objetivo de eliminar a influência do relevo de superfície.

O histograma dos dados utilizados (figura 10) apresenta uma leve assimetria negativa em decorrência, principalmente, de três poços (ARI-005, CP-895 e CP-894) localizados em regiões periféricas da área de interesse, onde o topo do reservatório encontra-se em cotas inferiores a -1000 m.

A dispersão dos valores observados, representada por um coeficiente de variação de 15,7%, é bem menos acentuada que a dispersão apresentada pelos dados gravimétricos. Os parâmetros estatísticos da distribuição dos dados topográficos são mostrados na tabela 8.

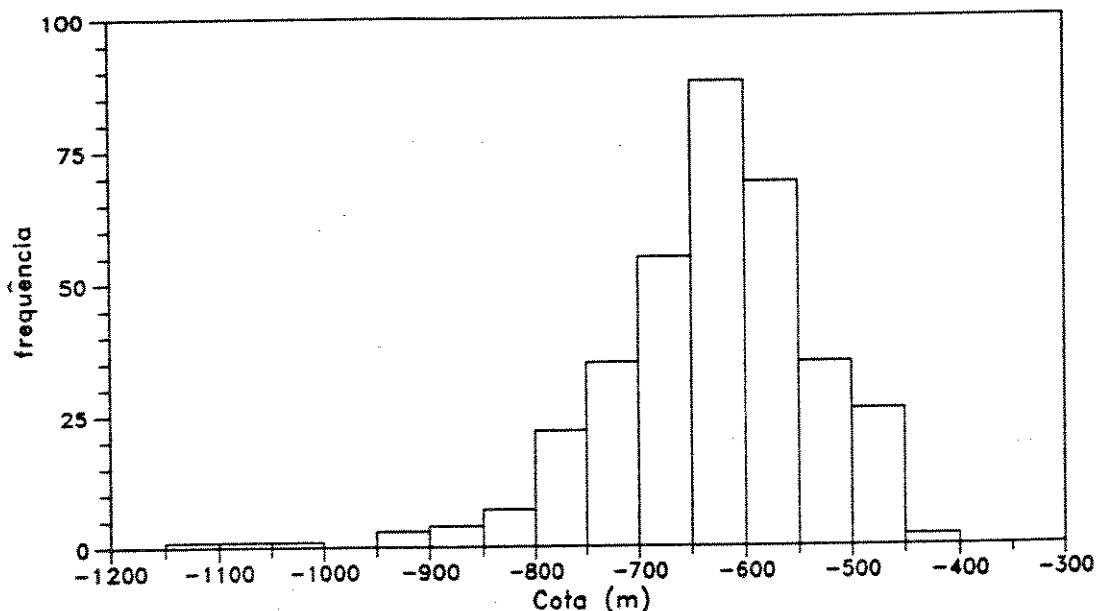


figura 10: Histograma dos dados topográficos

tabela 8: Parâmetros estatísticos dos dados topográficos utilizados

Parâmetro		Valor
número de dados		349
mínimo	(m)	-1.121,00
máximo	(m)	-434,00
media aritmética	(m)	632,17
variância	(m ²)	9.874,38
desvio-padrão	(m)	99,37
coef. de variação	(%)	15,72

A aplicação do teste estatístico do χ^2 (tabela 9) indica que a população analisada não pode ser considerada normalmente distribuída ao nível de significância de 5%. Todavia, como no caso dos dados gravimétricos, não se observa a ocorrência de valores anômalos, capazes de afetar desproporcionalmente as análises subsequentes.

tabela 9: Aplicação do teste estatístico do χ^2 aos dados topográficos

Classe	Limite Superior	Frequência Observada	Frequência Esperada	Teste Estatístico
		O_i	E_i	$(E_i - O_i)^2/E_i$
1	-900,0	6	1	25,0000
2	-800,0	11	15	1,0667
3	-750,0	22	25	0,3600
4	-700,0	35	46	2,6304
5	-650,0	55	63	1,0159
6	-600,0	88	69	5,2319
7	-550,0	69	60	1,3500
8	-500,0	35	39	0,4103
9	-400,0	28	31	0,2903
Total	—	630	630	37,3555
graus de liberdade: $\nu = 6$			χ^2 (limite) =	12,592 6,5%

CAPÍTULO 3

CARACTERIZAÇÃO ESPACIAL

Alguns aspectos dos dados originais podem, em princípio, refletir o comportamento de estruturas em subsuperfície normalmente associadas à ocorrência de hidrocarbonetos. Para a análise desses aspectos é necessária a obtenção de um conjunto de variáveis, através da transformação dos dados originais, de forma a realçar as características preponderantes à identificação de anomalias estruturais ou estratigráficas.

A definição dessas variáveis, o estudo da distribuição espacial e a avaliação da eficiência de cada uma delas na previsão das regiões mais favoráveis para a produção de hidrocarbonetos constituem os objetivos centrais deste capítulo.

O comportamento espacial de cada variável é analisado com o auxílio de duas ferramentas geoestatísticas clássicas: a análise variográfica e a krigagem. A análise variográfica permite o estudo da continuidade espacial de uma determinada variável ao longo do reservatório, enquanto que a krigagem é um método de estimativas locais que possibilita a interpolação de valores em áreas não amostradas. Tendo por base os valores fornecidos pela krigagem pontual, a distribuição espacial das variáveis analisadas pode ser representada por meio de mapas de contorno de isovalores.

A avaliação da eficiência de cada variável na previsão das áreas mais promissoras pode ser realizada por meio da superposição dos diversos mapas, ou ainda, através da análise da correlação entre os valores médios das variáveis, fornecidos pela krigagem de blocos, e os volumes recuperáveis de óleo. Deve-se salientar que, em função do número de poços perfurados, a distribuição espacial desses volumes pode delimitar satisfatoriamente as regiões mais produtivas da área.

As ferramentas geoestatísticas mencionadas anteriormente foram utilizadas com o auxílio dos programas GAM2V (variogramas experimentais), VMODEL (ajuste de modelos teóricos) e OKB2D (krigagem ordinária). Todos esses programas pertencem à biblioteca de programas estatísticos GSLIB, desenvolvida pelo Centro de Caracterização de Reservatórios (SCRF) da Universidade de Stanford. Maiores detalhes podem ser encontrados em Deutsch & Journel (1992).

3.1 Dados de Produção:

A distribuição do volume recuperável de óleo pode ser interpretada como uma imagem aproximada da intensidade de fraturamento ao longo da área. Entretanto, o simples esboço de um mapa de médias locais a partir dos valores fornecidos pela krigagem pode não levar aos resultados esperados, especialmente na presença de amostras com valores extremamente elevados, que dificultam a análise variográfica e tendem a elevar o valor das médias locais, causando uma falsa impressão de que valores elevados possam ser encontrados (Hohn, 1985).

A distribuição dos volumes recuperáveis de óleo, conforme foi apresentado no capítulo 2, apresenta uma assimetria acentuada, onde a maioria das amostras exibe valores extremamente baixos, enquanto que apenas alguns poços apresentam valores muito elevados. Neste caso, a utilização de mapas de isoprobabilidade pode conduzir a resultados mais satisfatórios.

Os mapas de isoprobabilidade indicam a probabilidade de que a variável analisada assumira valores maiores que um certo limite, conhecido por parâmetro de corte. Para a confecção desses mapas é necessário o conhecimento da distribuição de probabilidades da variável desejada em cada ponto estimado.

Uma alternativa para a determinação das distribuições de probabilidade é apresentada pela krigagem da variável indicadora.

A variável indicadora correspondente a um determinado parâmetro de corte é obtida através da seguinte transformação dos dados originais:

$$I[Z(x), z_c] = \begin{cases} 1, & \text{se } Z(x) \leq z_c \\ 0, & \text{se } Z(x) > z_c \end{cases} \quad (3.1)$$

onde z_c representa o parâmetro de corte considerado.

A esperança de uma variável assim definida é dada por:

$$\begin{aligned} E\{I[Z(x), z_c]\} &= 1 \cdot \text{Prob}[Z(x) \leq z_c] + 0 \cdot \text{Prob}[Z(x) > z_c] \\ &= \text{Prob}[Z(x) \leq z_c] = F[z_c] = p \end{aligned} \quad (3.2)$$

A krigagem da variável indicadora fornece, conforme será apresentado posteriormente, uma estimativa da função de distribuição de probabilidade acumulada condicionada ao parâmetro de corte z_c para cada ponto do domínio a ser estimado.

3.1.1 – Distribuição de Probabilidades do Volume Recuperável de Óleo:

O primeiro passo para o estudo da distribuição espacial da probabilidade de que o volume recuperável de óleo assuma valores superiores que um determinado parâmetro de corte (z_c) consiste na modelagem da autocorrelação da variável indicadora através da análise variográfica.

Inicialmente, analisando-se as características da distribuição do volume recuperável de óleo (ver capítulo 2) e os limites de viabilidade econômica, foi estipulado como parâmetro de corte (z_c) um volume recuperável igual a 5.000 m³ de óleo. Dessa forma, foi atribuído um valor igual a 1 para as amostras com volumes inferiores ao parâmetro de corte. Para as demais amostras foi atribuído o valor zero.

A seguir, foi analisada a anisotropia do meio computando-se os variogramas experimentais para trinta e seis direções diferentes, regularmente espaçadas de 5°. Essa análise revelou a ocorrência de uma anisotropia geométrica com os eixos de maior e menor continuidade alinhados segundo as direções N-50°-E e N-40°-W respectivamente.

A anisotropia geométrica observada pode ser melhor visualizada através da figura 11, onde é apresentado um mapa de contorno de isovalores computados a partir dos semivariogramas experimentais, destacando-se os eixos de maior e menor continuidade.

Na figura 12 é exibido o semivariograma experimental para a direção de maior continuidade e o modelo teórico ajustado. Os parâmetros do modelo teórico são apresentados na tabela 10.

tabela 10: Parâmetros do modelo variográfico ajustado para a direção de maior continuidade - Variável indicadora do volume recuperável de óleo

Modelo	esférico
C_0	0,113
C	0,082
a (m)	2.300
c.a.	0,55

A análise da relação entre a variância proveniente do efeito de pepita (C_0) e a variância de dispersão (C) dá uma idéia da continuidade da variável. A variável é considerada altamente contínua quando essa relação é menor que 0,15. Valores superiores a 0,30, por outro lado, indicam que a componente aleatória é bastante importante para o fenômeno analisado.

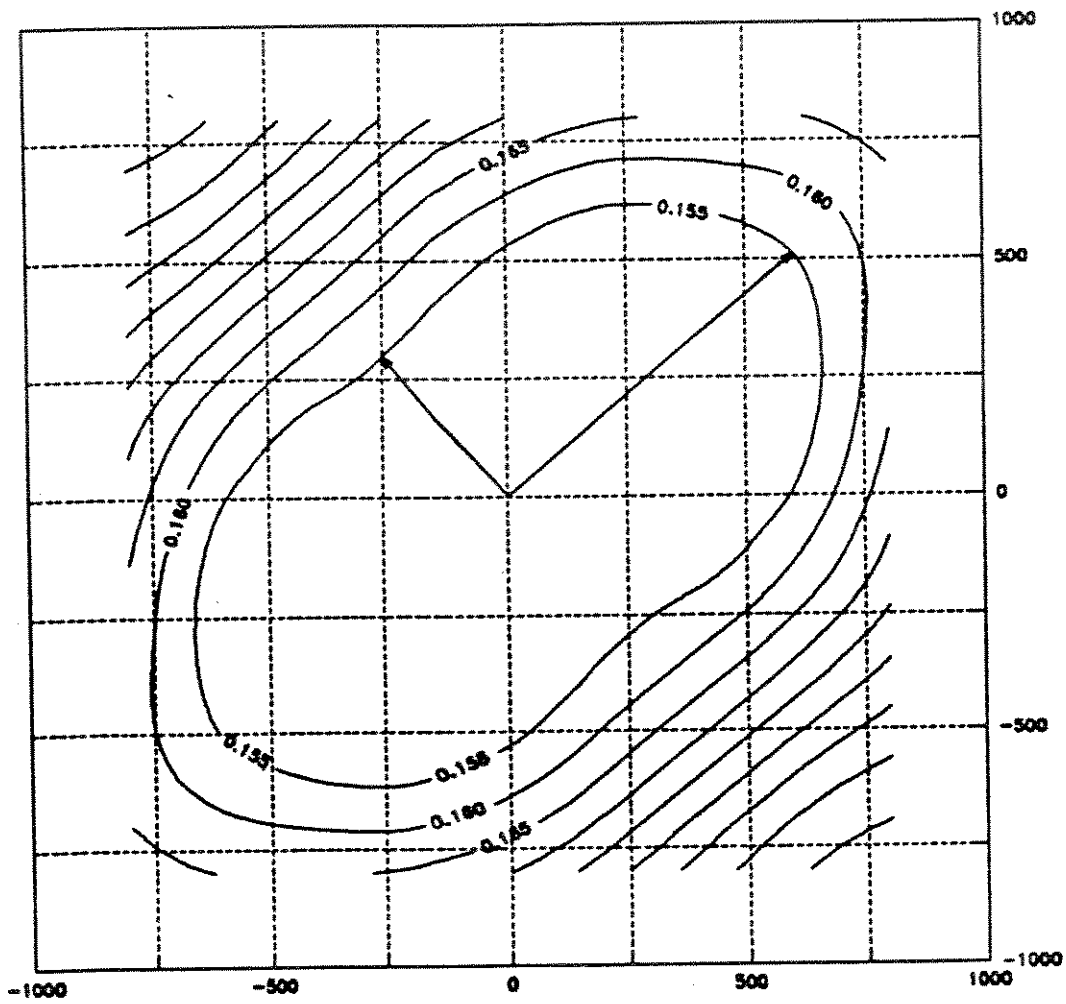


figura 11: Mapa de contorno de isovalores dos semivariogramas experimentais da variável indicadora do volume recuperável de óleo

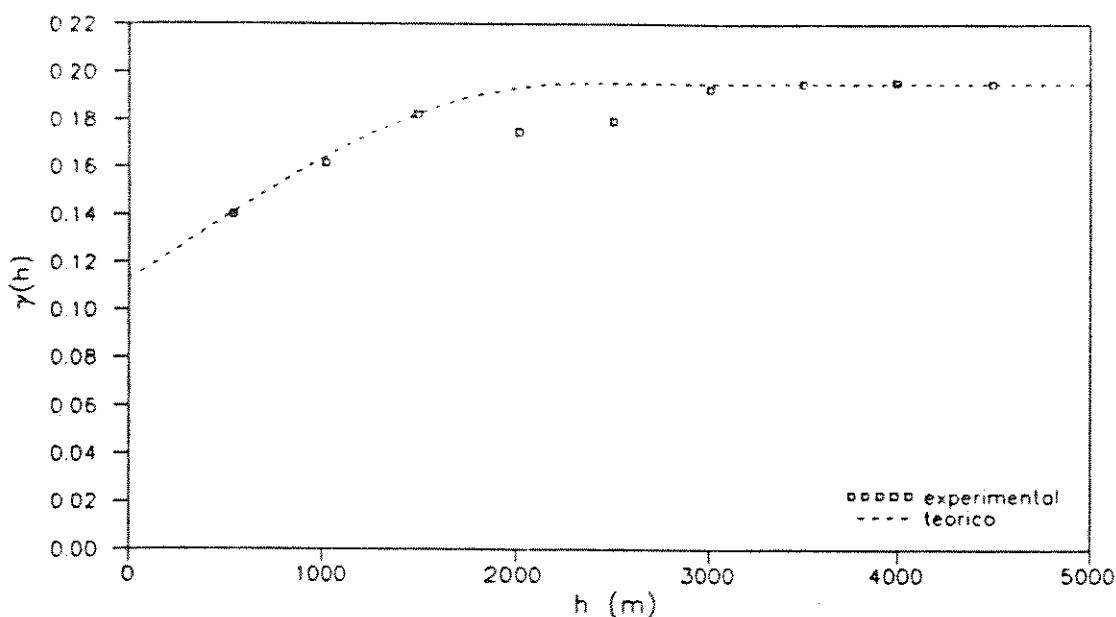


figura 12: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a variável indicadora do volume recuperável de óleo (direção: N-50°-E)

No caso da variável indicadora do volume recuperável de óleo essa relação equivale a 1,4, revelando a importância da componente aleatória para a modelagem da autocorrelação espacial da variável analisada

Outro critério para a análise da aleatoriedade relativa da variável regionalizada consiste na análise da razão $C_o/(C_o + C)$. Segundo Journel & Huijbregts (1989), quando essa relação é maior que 0,8, a estatística clássica e a geoestatística não se diferenciam. Para a variável em questão, essa relação é igual a 0,58. Portanto, o emprego de métodos geoestatísticos pode conduzir a resultados mais satisfatórios que a utilização da estatística clássica.

Tendo por base o modelo variográfico ajustado pode-se realizar a krigagem da variável indicadora com o objetivo de determinar as distribuições de probabilidade ao longo da área. A krigagem pontual, considerando-se um espaçamento entre os pontos estimados igual a 250 m, foi empregada para a confecção do mapa de isoprobabilidade. Este mapa representa as

probabilidades de que sejam encontrados volumes recuperáveis superiores a 5.000 m^3 de óleo.

Para a análise da correlação espacial das variáveis de superfície e de subsuperfície com o volume recuperável de óleo, foi computado o valor médio da probabilidade dos volumes de óleo em blocos regulares de 500 m de lado por meio da krigagem de blocos. Neste caso, os blocos estimados foram discretizados em 100 blocos menores, de 50 m de lado.

O mapa de isoprobabilidades, mostrado na figura 13, apresenta uma tendência bem definida de maior continuidade na direção NE-SW. Essa direção corresponde aproximadamente à orientação das juntas de distensão, que constituem o sistema mais importante da área, uma vez que resultaram de esforços tensionais que deram origem às fraturas abertas.

É evidente que a qualidade desse mapa é severamente afetada pelo número de amostras disponíveis. Todavia, em função do número de poços perfurados, pode-se admitir que as principais regiões produtoras da área estejam satisfatoriamente delimitadas.

Dessa forma, o mapa de isoprobabilidade dos volumes recuperáveis de óleo pode ser empregado como um parâmetro de aferição da eficiência das demais variáveis, que serão definidas posteriormente, na previsão das regiões mais promissoras da área.

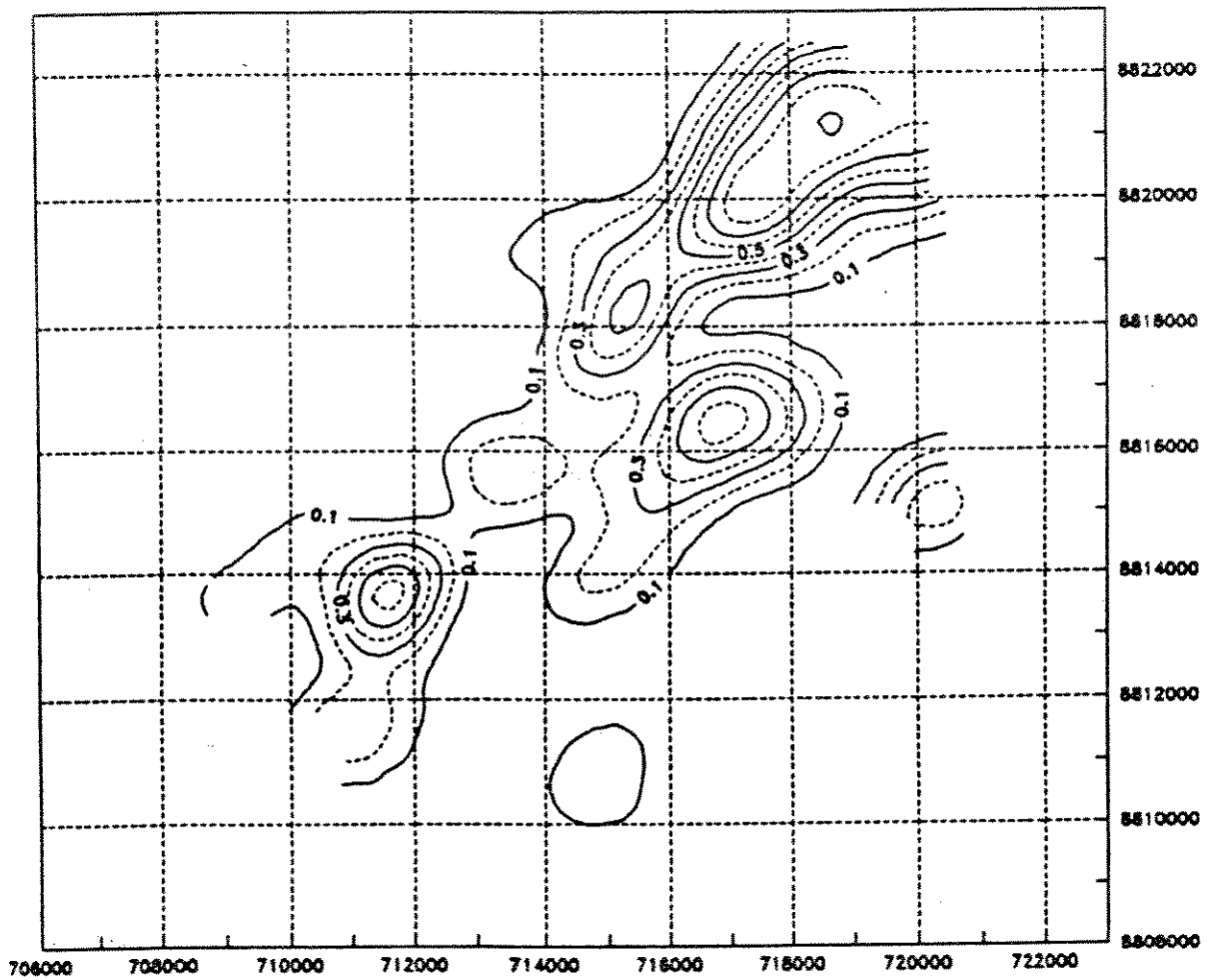


figura 13: Mapa de isoprobabilidade de volumes recuperáveis de óleos superiores a 5.000 m^3

3.2 Fotolineamentos:

A análise de fotolineamentos, como foi mencionado anteriormente, baseia-se no princípio de que é possível identificar a partir de fotografias aéreas um padrão regional de fraturamento, cujos desvios locais, evidenciados pela análise matemática da densidade e da orientação das fraturas, podem estar associados a anomalias estruturais ou estratigráficas que ocorrem em subsuperfície.

A análise matemática é realizada através da amostragem da área de interesse, subdividindo-a num conjunto de celas regulares. Dentro dos limites de cada cela calculam-se a densidade e o azimute médio das fraturas.

Para que o "ruído" dos dados originais seja minimizado, realçando-se os aspectos regionais, o cálculo do azimute médio e da densidade de fraturas deve ser efetuado numa área pelo menos quatro vezes superior ao tamanho de cada cela (Chaves, 1970, *apud* Melo, 1989), o que equivale a aplicar uma média móvel com recobrimento mínimo de 50%, conforme é apresentado esquematicamente na figura 14.

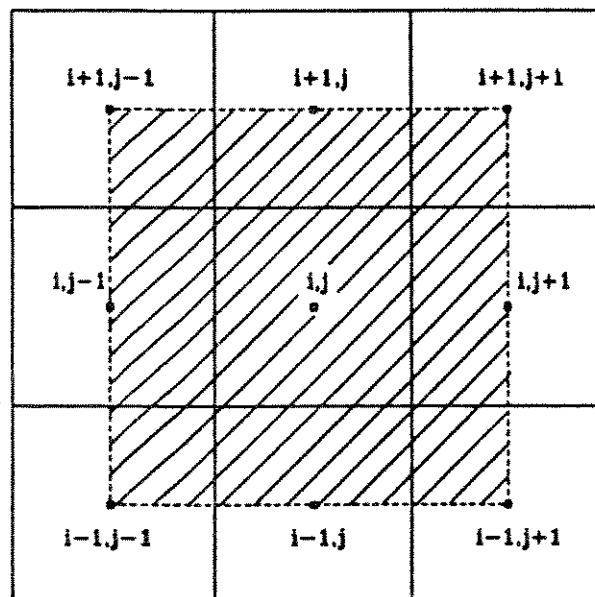


figura 14: Representação esquemática de média móvel com recobrimento de 50%

Para o cálculo da densidade e do azimute médio dos lineamentos no interior de cada cela foram desenvolvidos os programas DENS e ANG, em linguagem BASIC, que possibilitam a determinação desses parâmetros para diferentes valores de recobrimento.

Para a determinação da convergência dos azimutes médios (item 3.2.2) em conjuntos de 5 x 5 celas foi desenvolvido o programa CONV, também em linguagem BASIC.

3.2.1 – Densidades de Fraturas:

A densidade de fraturas é definida como o comprimento acumulado de fraturas por unidade de área, sendo expressa como o inverso do comprimento.

Neste trabalho foram computadas as densidades de fraturas para as direções modais mais representativas de cada escala de fotografias aéreas utilizadas, correspondentes aos sistemas 1 (dfp1) e 2 (dfp2) da escala 1:70.000 e aos sistemas 3 (dfg3) e 4 (dfg4) da escala 1:15.000 (ver capítulo 2). Esse procedimento foi utilizado na tentativa de identificar as orientações mais importantes para as acumulações de hidrocarbonetos.

Os pontos críticos na análise dos fotolineamentos residem na escolha da dimensão das celas e do recobrimento utilizado. Os melhores resultados, neste caso, foram obtidos considerando-se celas de 1000 m de lado e recobrimento igual a 50%.

Tendo por base os valores assim obtidos, a autocorrelação das variáveis analisadas foi modelada computando-se os semivariogramas experimentais para cada uma delas. Em decorrência do espaçamento e da distribuição espacial das amostras utilizadas, apenas os semivariogramas médios foram considerados.

Os semivariogramas experimentais e os modelos teóricos ajustados são apresentados nas figuras 15 a 18. Os parâmetros dos modelos ajustados para cada sistema são mostrados na tabela 11.

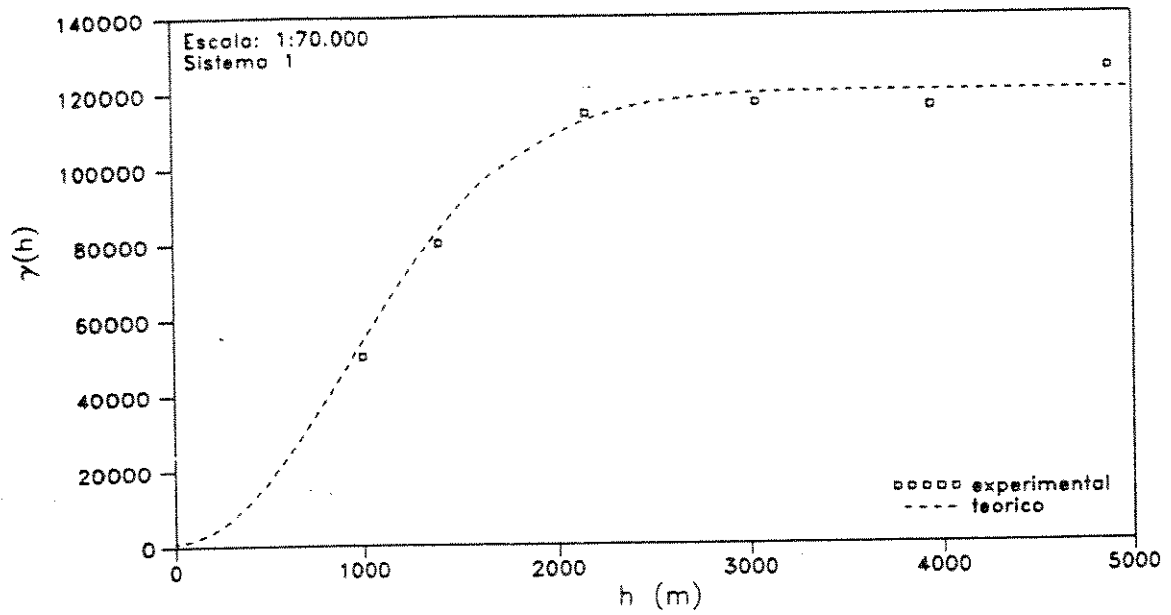


figura 15: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 1 - Escala 1:70.000

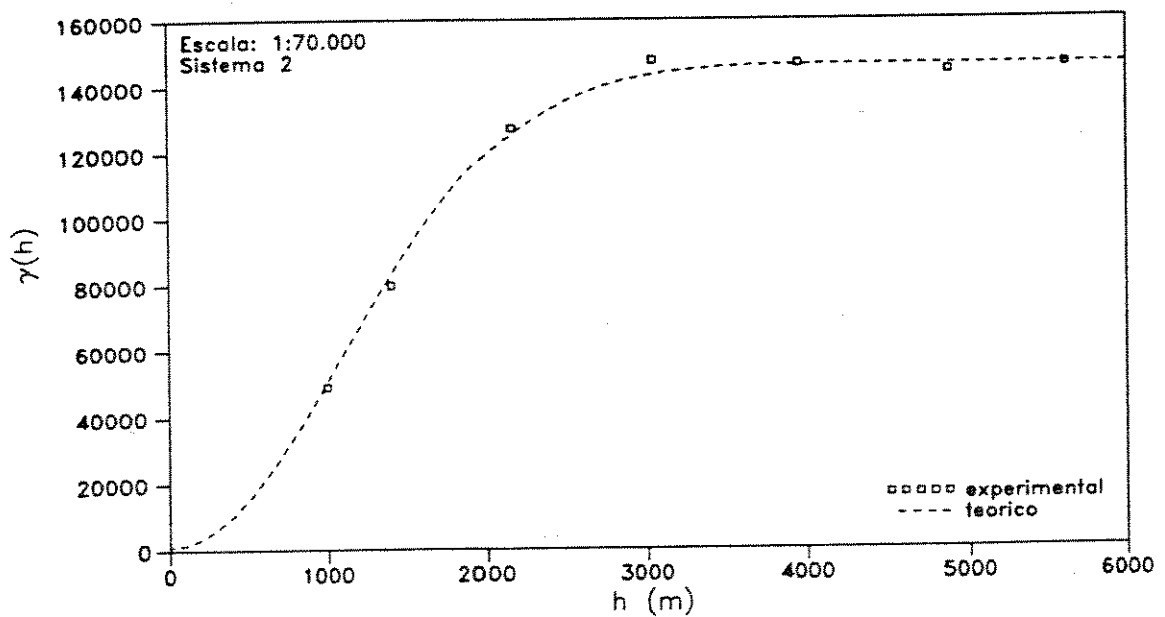


figura 16: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 2 - Escala 1:70.000

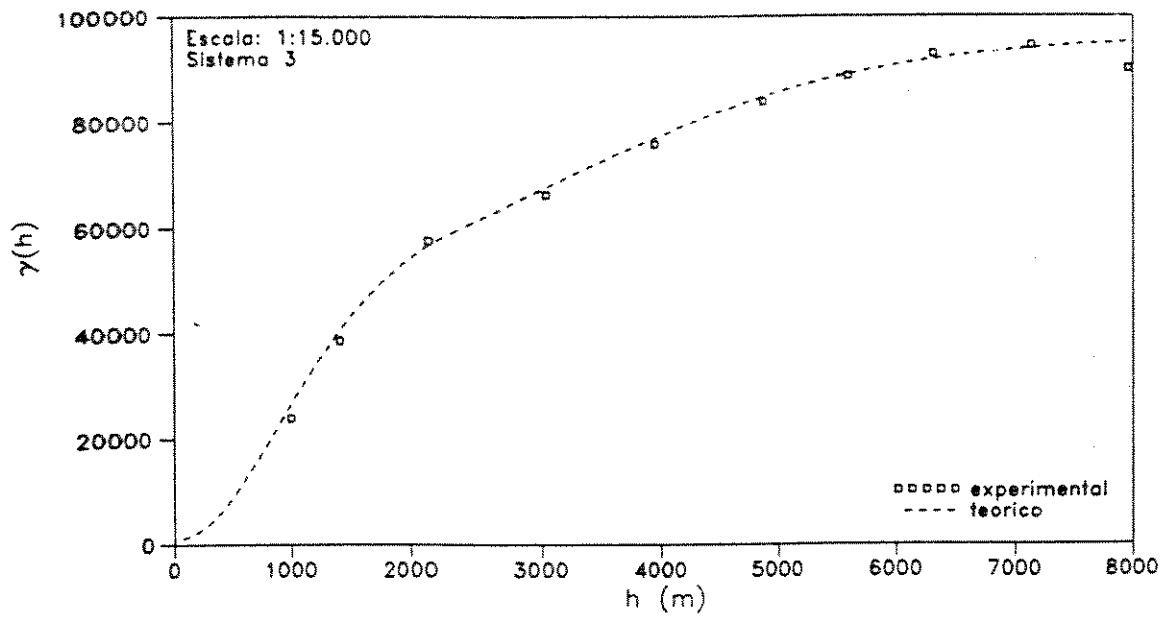


figura 17: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 3 - Escala 1:15.000

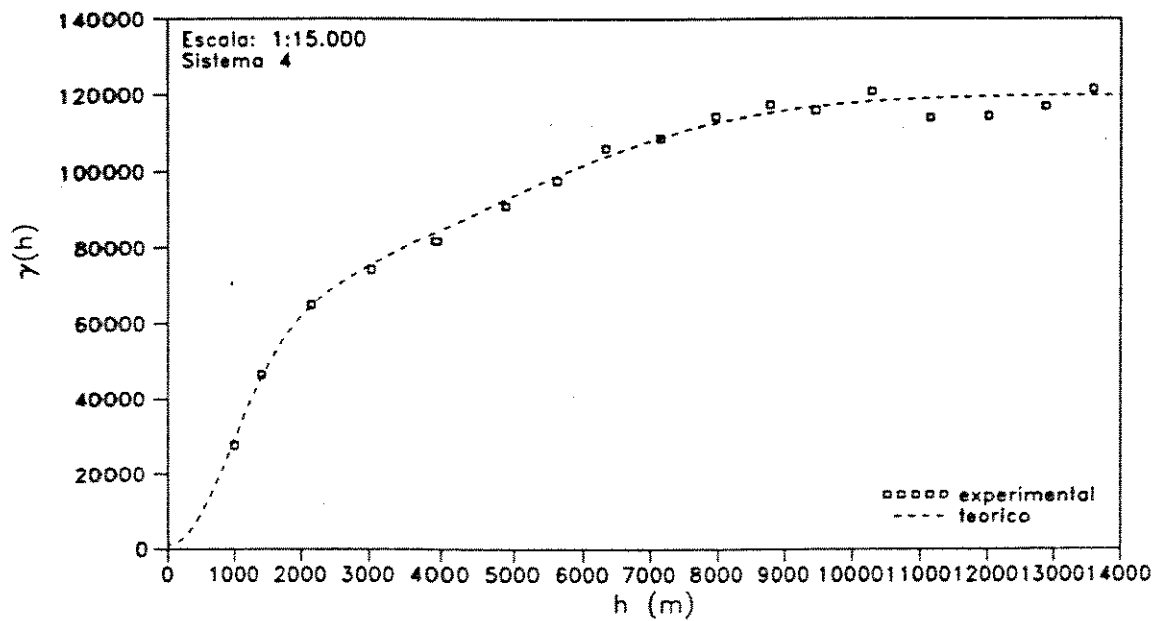


figura 18: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a densidade de fraturas - Sistema 4 - Escala 1:15.000

tabela 11: Parâmetros dos modelos teóricos ajustados para a densidade de fraturas

		Sistema			
Parâmetro		1	2	3	4
Estrutura	C_0	1.000	1.000	1.000	1.000
1	tipo	gaussiano	gaussiano	gaussiano	gaussiano
	C	119.000	145.000	45.000	59.000
	a (m)	1.300	1.550	1.200	1.300
2	tipo	-	-	gaussiano	gaussiano
	C	-	-	50.000	60.000
	a (m)	-	-	4.000	5.500

A análise da relação entre a variância proveniente do efeito de pepita (C_0) e a variância de dispersão (C) revela que as quatro variáveis analisadas são altamente estruturadas.

Com base nos modelos variográficos ajustados, a krigagem pontual considerando-se um espaçamento de 250 m foi empregada para a confecção dos mapas de isodensidade de fraturas, apresentados nas figuras 19 a 22.

A avaliação da eficiência das variáveis analisadas na previsão das áreas mais favoráveis à prospecção de hidrocarbonetos pode ser realizada através da comparação visual dos mapas obtidos com o mapa de isoprobabilidade dos volumes recuperáveis de óleo. Essa análise, contudo, além de apresentar um caráter bastante subjetivo, revelou-se de difícil interpretação.

Resultados mais objetivos podem ser obtidos através da análise da correlação entre os valores médios de cada variável (dfp_1 , dfp_2 , dfg_3 e dfg_4) e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo.

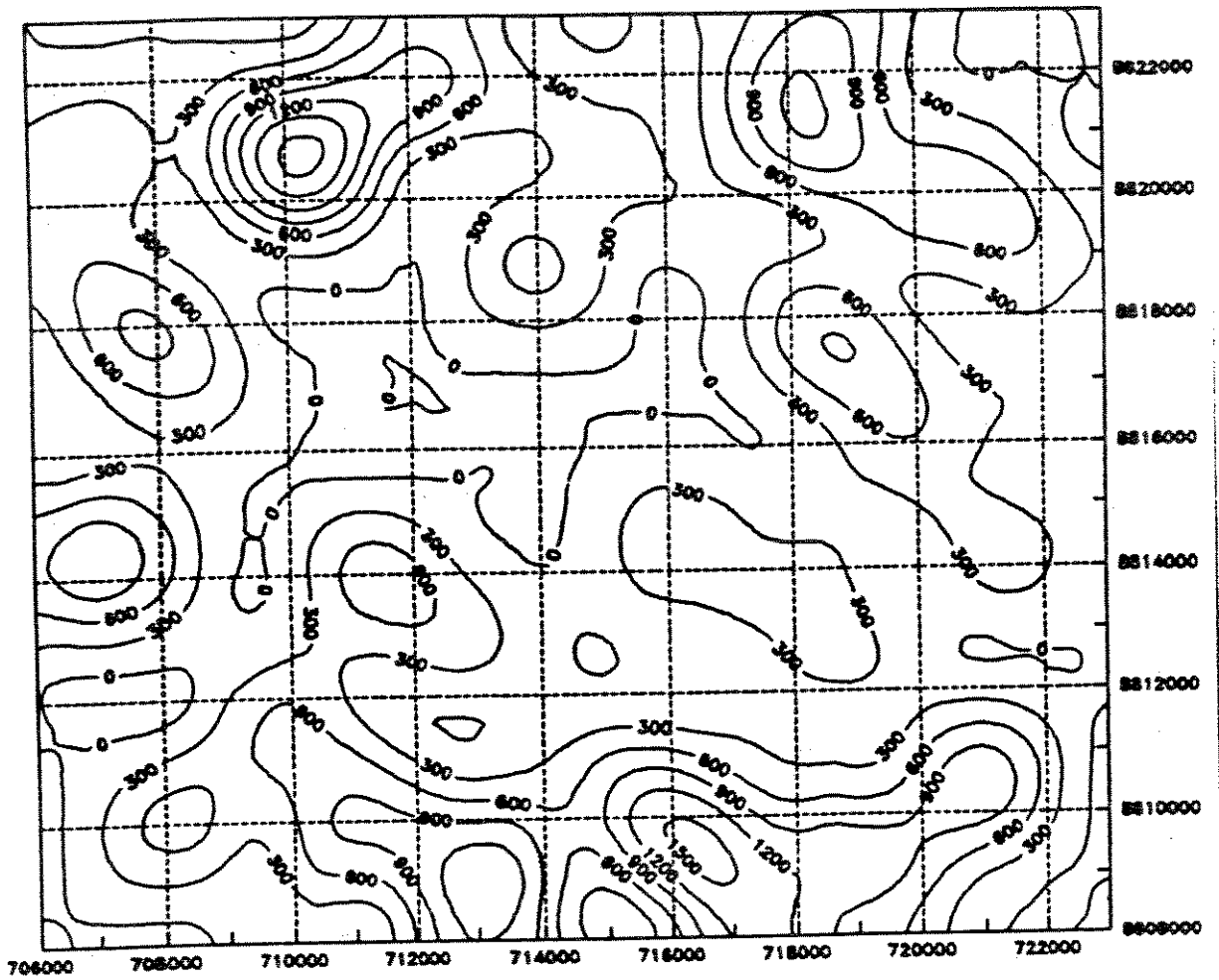


figura 19: Mapa de isodensidade de fraturas - Sistema 1 - Escala 1:70.000

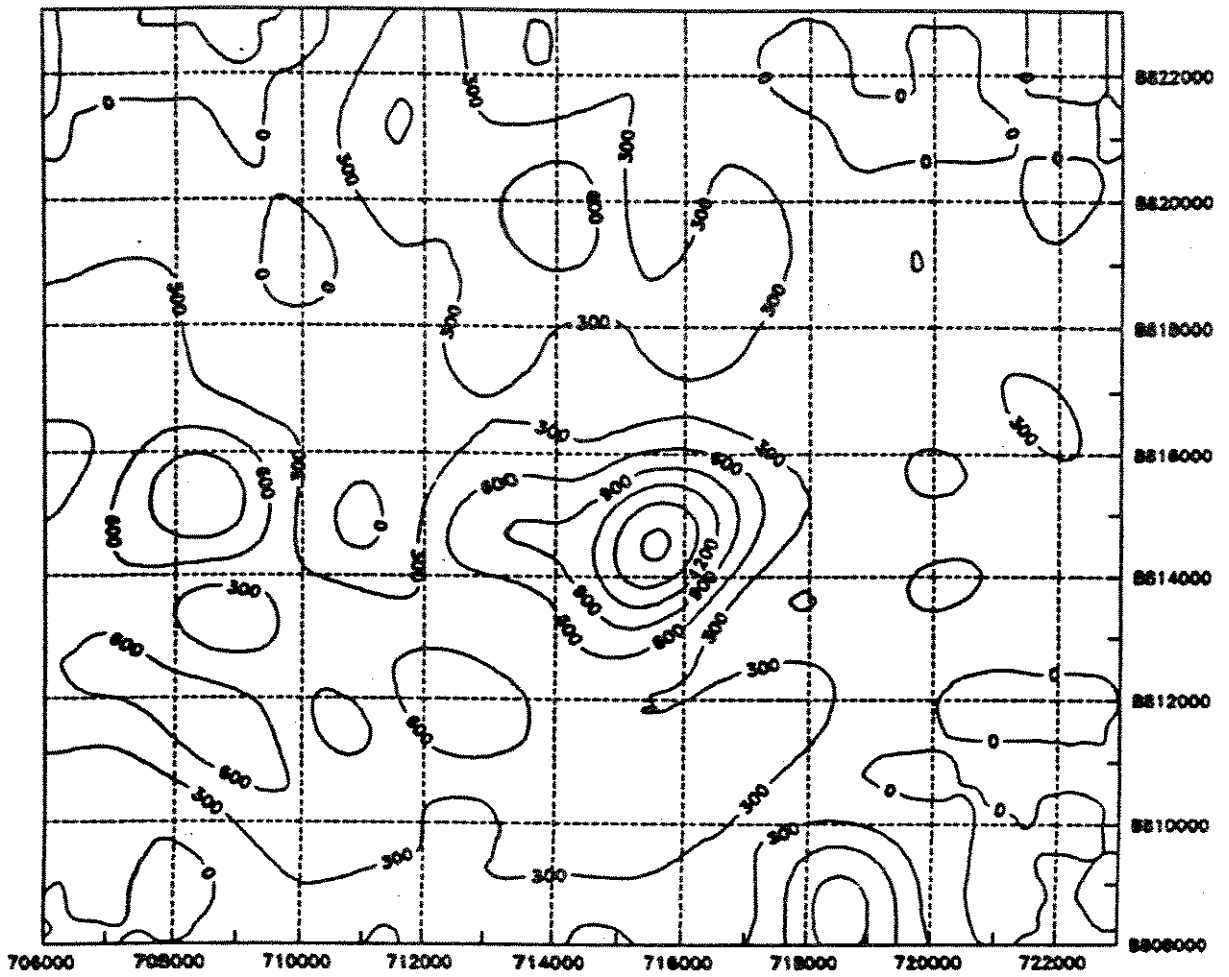


figura 20: Mapa de isodensidade de fraturas - Sistema 2 - Escala 1:70.000

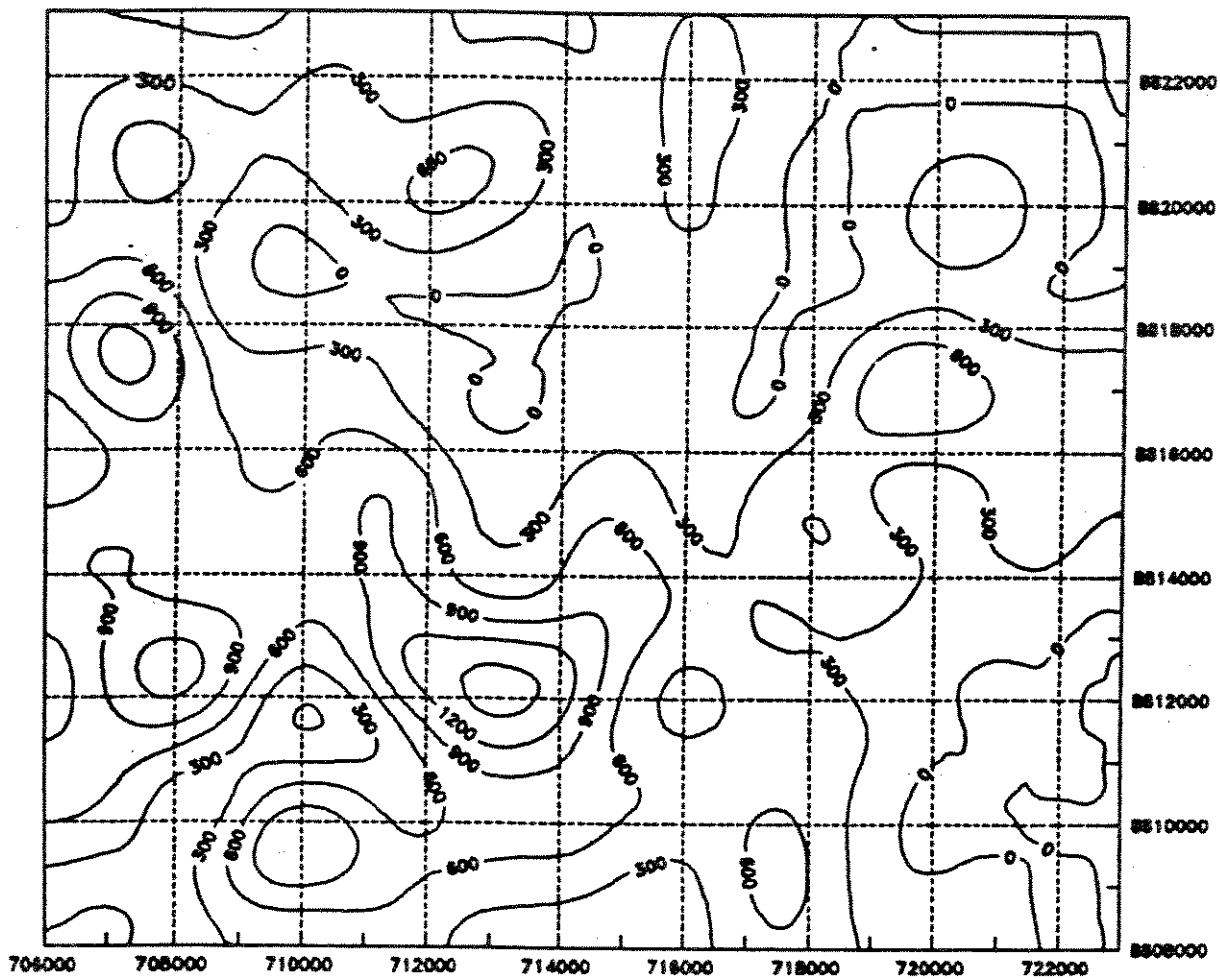


figura 21: Mapa de isodensidade de fraturas – Sistema 3 – Escala 1:15.000

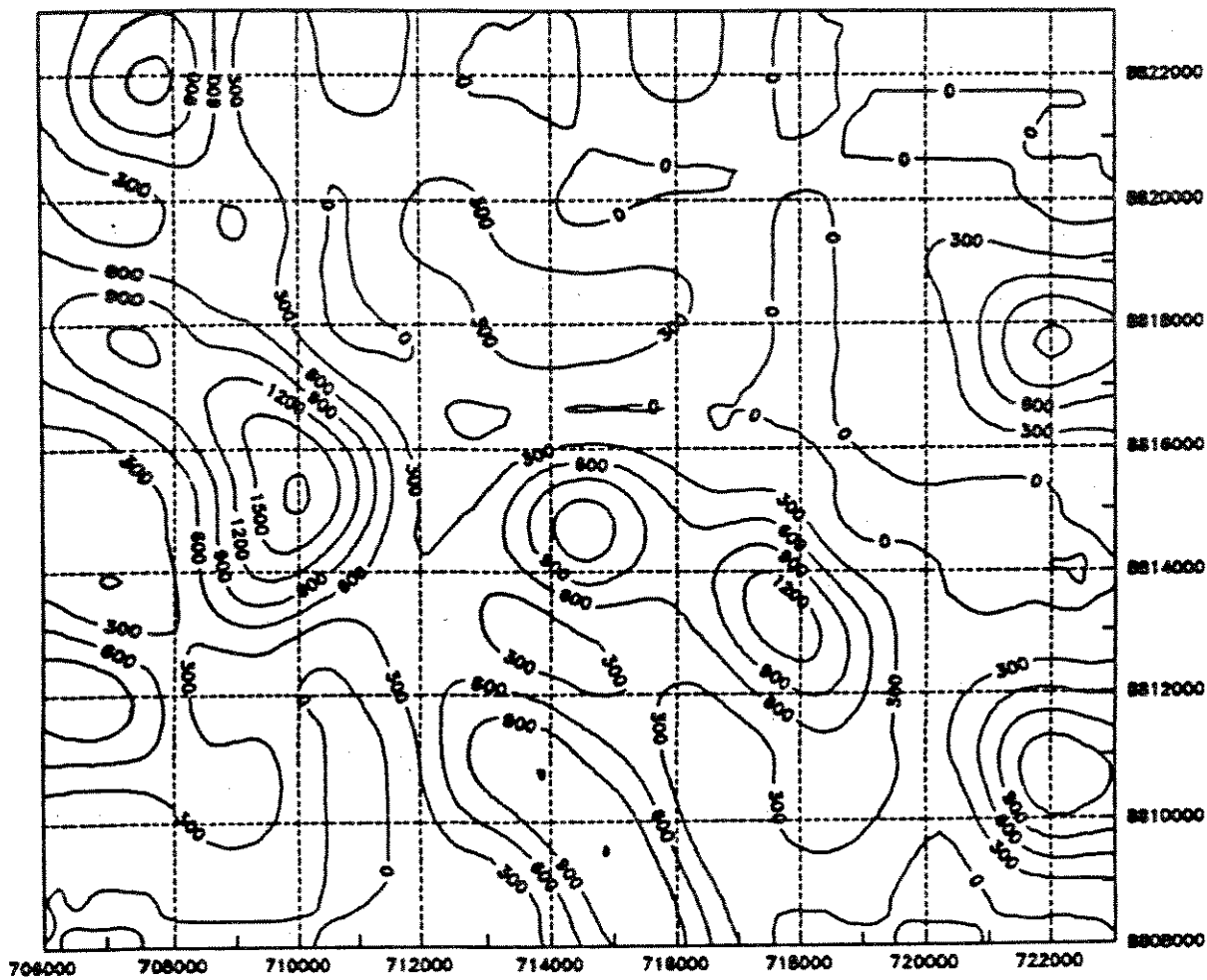


figura 22: Mapa de isodensidade de fraturas - Sistema 4 - Escala 1:15.000

Para isso, os valores médios foram calculados por meio da krigagem de blocos regulares de 500 m de lado, adotando-se um procedimento análogo àquele empregado na determinação das probabilidades médias dos volumes recuperáveis de óleo.

Tendo por base os valores fornecidos pela krigagem de blocos, foram calculados os coeficientes de correlação linear (ρ) entre as variáveis analisadas e a probabilidade.

Um ponto importante em relação à interpretação dos coeficientes de correlação obtidos é que, embora os valores de ρ possam por si só dar uma idéia do grau de ligação e do sinal da correlação entre as variáveis, deve-se levar em consideração que os valores calculados dependem do tamanho das amostras utilizadas e representam apenas uma estimativa dos valores reais.

Com o objetivo de avaliar se os coeficientes de correlação linear calculados a partir das amostras disponíveis permitem concluir, a um nível de significância de 1%, que realmente existe uma correlação linear entre as variáveis analisadas, foi empregado o teste t de Student, conforme é apresentado na tabela 12. Na figura 23 a relação entre as variáveis é apresentada graficamente.

tabela 12: Correlação entre a densidade de fraturas e a probabilidade do volume recuperável de óleo

Variável	ρ	n	teste estatístico	t (limite) 830, 1%
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	
dfp1	$-1,92 \cdot 10^3$	832	1,594	2,326
dfp2	-0,327	832	9,969	2,326
dfg3	-0,131	832	3,807	2,326
dfg4	-0,333	832	10,174	2,326

A hipótese nula (H_0) a ser testada, neste caso, estabelece que não existe correlação linear entre as variáveis, isto é, $\rho=0$. O teste estatístico para a variável $dfp1$ é inferior ao valor limite, indicando que a hipótese H_0 não pode ser rejeitada a um nível de significância de 1%.

Pode-se verificar que as variáveis $dfp2$ e $dfg4$, correspondentes respectivamente ao sistema 2 da escala 1:70.000 e ao sistema 4 da escala 1:15.000, apresentam as melhores correlações com as probabilidades dos volumes recuperáveis de óleo.

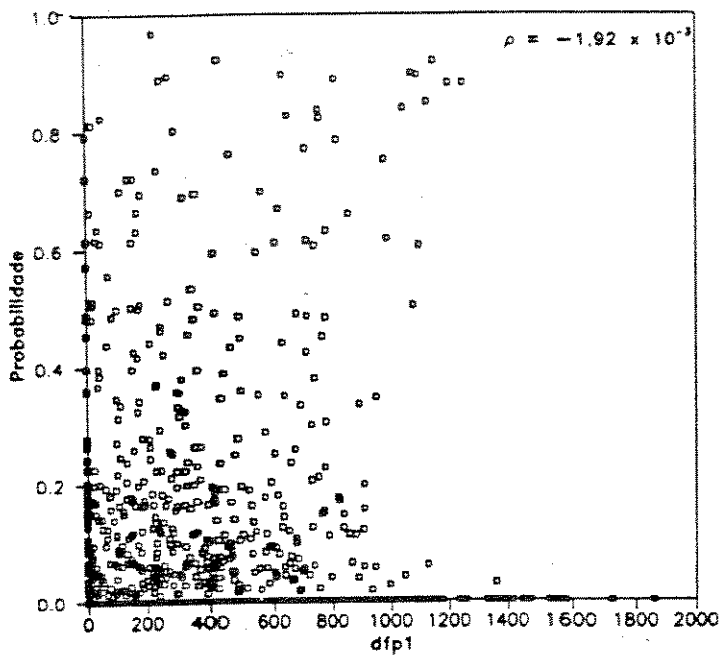
As direções modais desses dois sistemas ($N-38^\circ-W$ e $N-41^\circ-E$) correspondem aproximadamente ao eixo de dobramento dos metassedimentos no Alto de Aracaju e à orientação das fraturas de distensão.

Um aspecto interessante a ser observado é que as duas variáveis em questão apresentam correlações negativas com a probabilidade, ou seja, quanto maior a densidade de fraturas, menor a probabilidade de que sejam encontrados volumes recuperáveis superiores a 5.000 m^3 de óleo.

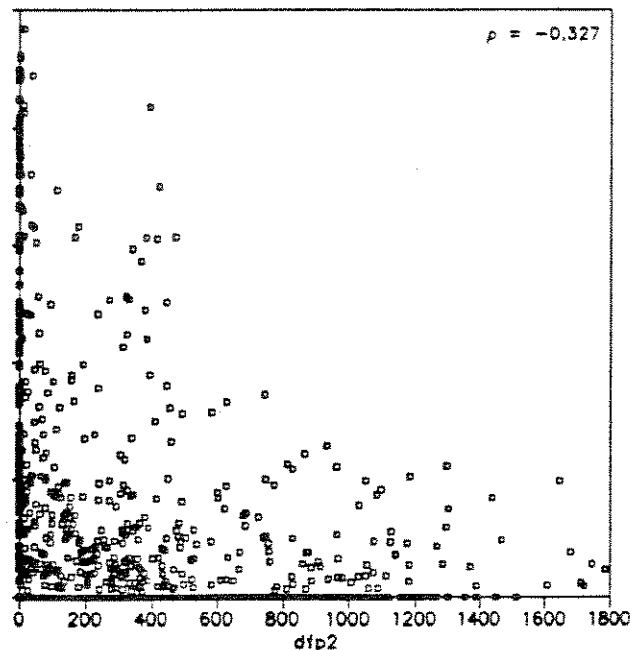
Segundo Northfleet & Bettini (1970, apud Melo, 1989), o mapa de densidade de fraturas é muito afetado pela qualidade das fotografias utilizadas, pela experiência do fotointérprete e pela natureza das formações superficiais.

Dessa forma, o sinal da correlação entre os lineamentos observados em superfície e as probabilidades dos volumes recuperáveis de óleo pode estar associado principalmente às características do recobrimento sedimentar – como as variações litológicas, por exemplo – refletindo fenômenos relacionados ao capeamento dos hidrocarbonetos no sistema de fraturas do embasamento metamórfico.

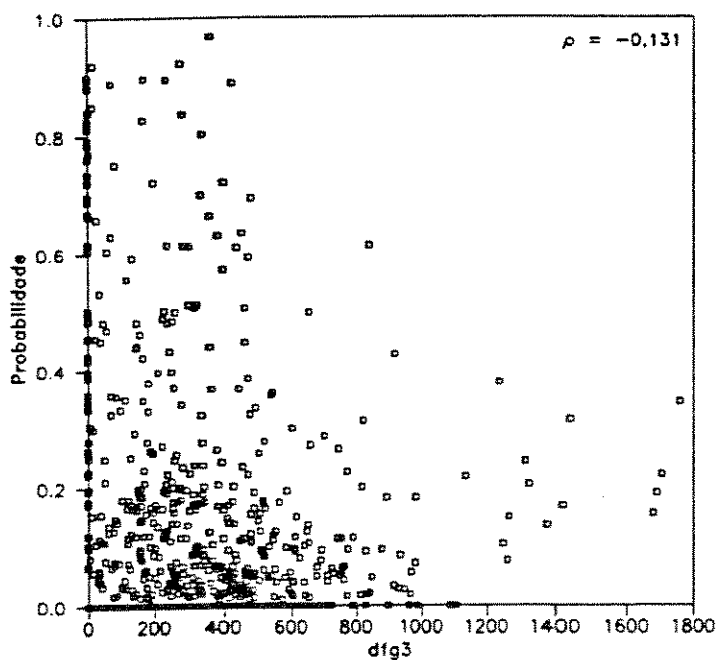
Outro aspecto a ser destacado é que, embora as relações obtidas não possibilitem a previsão direta dos valores da probabilidade, as tendências observadas entre as variáveis podem fornecer subsídios importantes para a previsão das regiões mais promissoras da área.



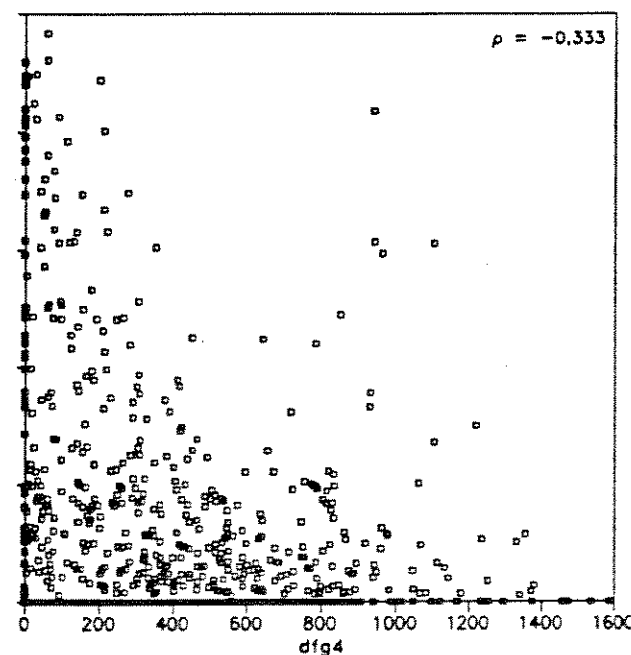
(a) Sistema 1 - Escala 1:70.000



(b) Sistema 2 - Escala 1:70.000



(c) Sistema 3 - Escala 1:15.000



(d) Sistema 4 - Escala 1:15.000

figura 23: Diagrama de dispersão entre as densidades de fraturas observadas em superfície e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo

3.2.2 – Azimutes Médios:

Northfleet & Bettini (1970, apud Melo, 1989), analisando o comportamento dos azimutes médios de fotolaneamentos da Bacia do Recôncavo, observaram que a direção regional de fraturamento tende aparentemente a convergir sobre os altos estruturais e a divergir sobre os baixos, provavelmente em consequência da composição do padrão regional, com as fraturas radiais predominando sobre os altos e as fraturas tangencias predominando nos baixos.

O cálculo dos azimutes médios, a exemplo do cálculo das densidades de fraturas, é realizado através da amostragem da área de interesse, subdividindo-a num conjunto de celas regulares. O azimute médio dos fotolaneamentos observados em cada cela pode ser calculado por meio da seguinte expressão:

$$\theta_j = \tan^{-1} \left[\frac{\sum_{i=1}^n \text{sen}(\alpha_i)}{\sum_{i=1}^n \text{cos}(\alpha_i)} \right]_j \quad (3.3)$$

onde $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ são os azimutes de todos os lineamentos contidos no interior da cela j.

Neste trabalho foram computados os azimutes médios para as duas escalas de fotografias aéreas utilizadas (1:70.000 e 1:15.000). Os melhores resultados foram obtidos considerando-se celas regulares de 1000 m de lado e recobrimento de 50%.

De posse desses valores, foram traçados os mapas de azimutes médios referentes a cada escala. Nesses mapas, apresentados nas figuras 24 e 25, o azimute médio de cada cela é representado por um vetor de comprimento constante e orientação adequada.

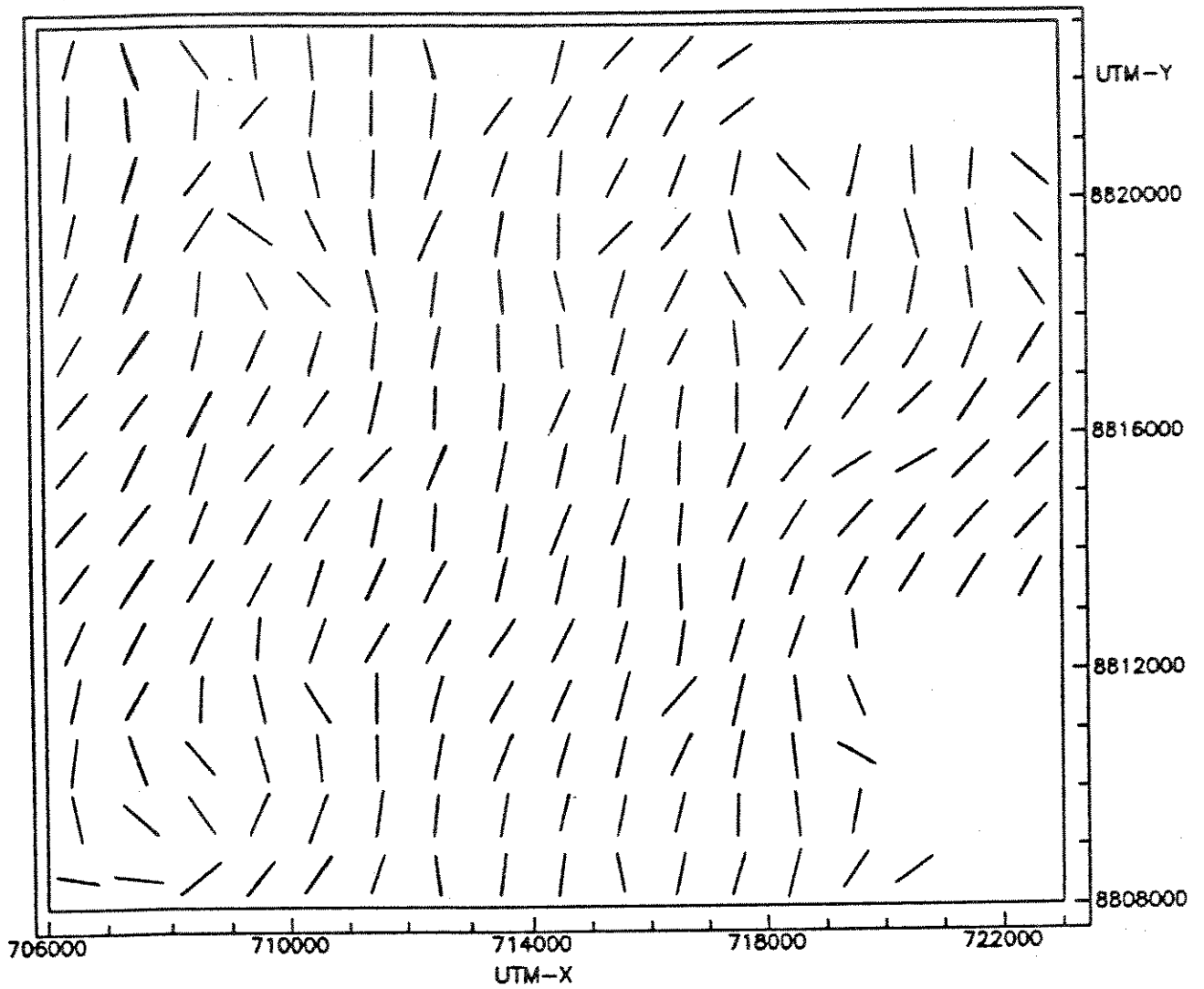


figura 24: Mapa de azimutes médios - Escala 1:70.000

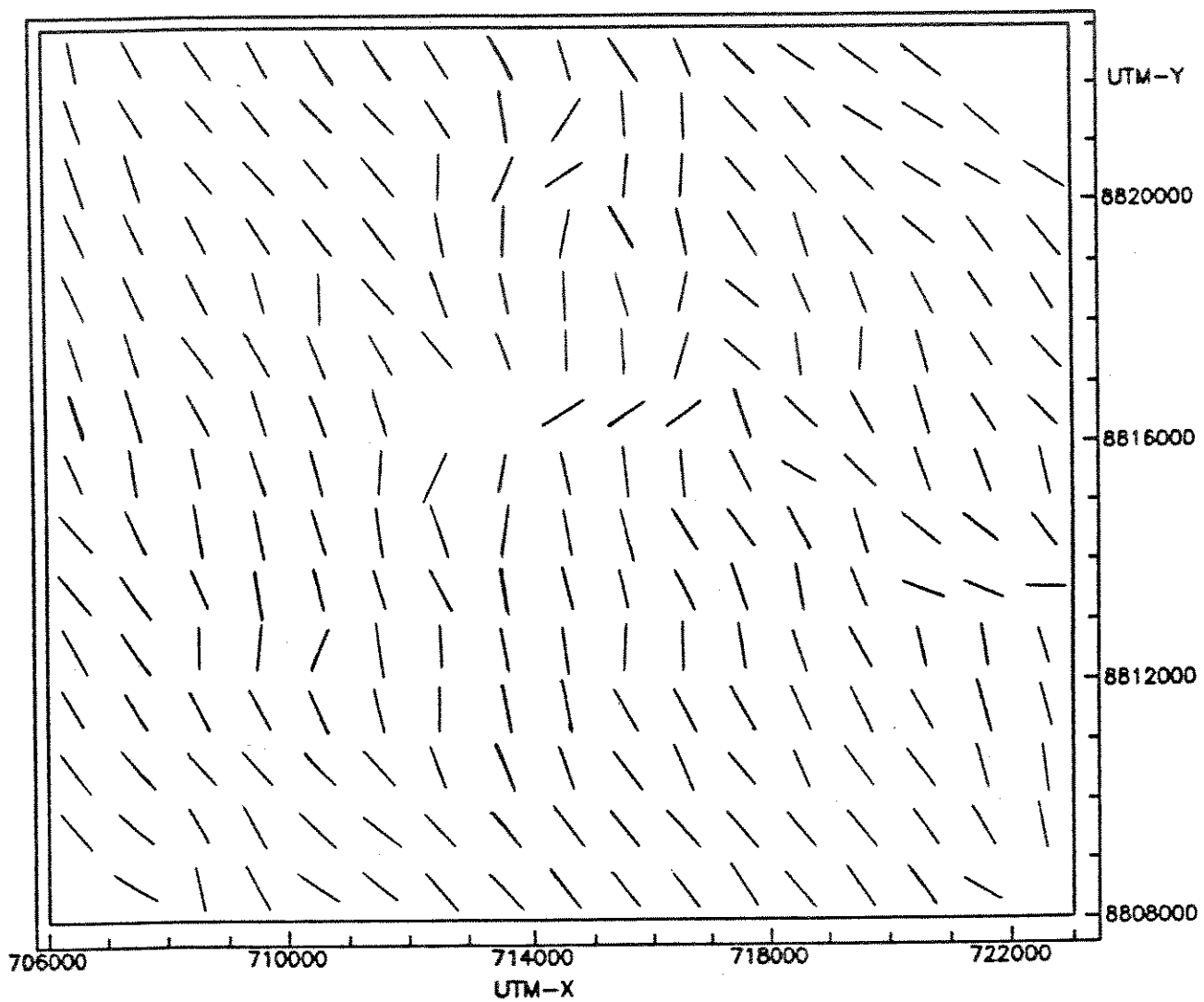


figura 25: Mapa de Azimutes Médios - Escala 1:15.000

Com o objetivo de analisar a relação entre os azimutes médios e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo, foi empregada uma medida de convergência definida por Melo (1989) da seguinte maneira: num conjunto de l linhas e c colunas (figura 26), sendo l e c números ímpares e maiores que 3, o azimuth médio de uma cela qualquer é considerado convergente em relação à cela central se estiver contido no intervalo $[Z-\phi, Z+\phi]$, onde Z é o azimuth da reta (R) que une o centro da cela ao centro do conjunto, e ϕ é um ângulo de tolerância.

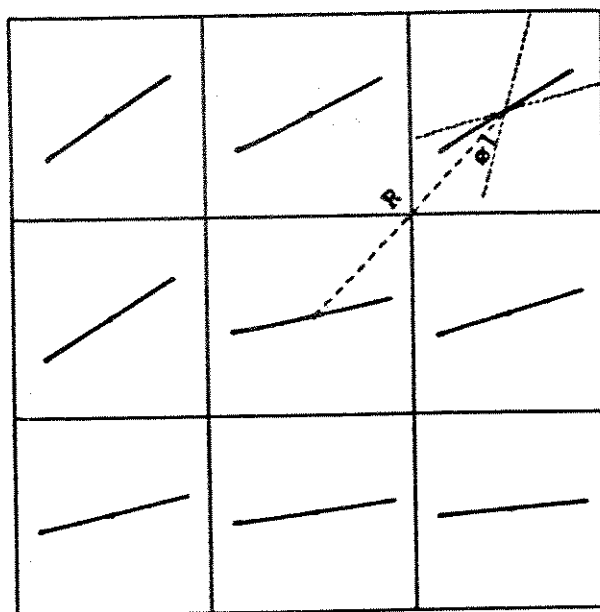


figura 26: Esquema da medida de convergência dos azimutes médios
(modificada de Melo, 1989)

O valor dessa medida situa-se entre 0 e $lc-1$, pois o azimuth da cela central não é considerado no cálculo. Neste trabalho, os melhores resultados foram obtidos utilizando-se um conjunto de 5 x 5 celas e um ângulo de tolerância de 30° .

A autocorrelação das variáveis assim obtidas (convp, convg) foi modelada computando-se os semivariogramas médios para cada uma delas, conforme é mostrado nas figuras 27 e 28.

Os parâmetros dos modelos teóricos ajustados aos dados experimentais são apresentados na tabela 13.

tabela 13: Parâmetros dos modelos variográficos ajustados para a medida de convergência das fraturas

Parâmetro	Variável	
	convp	convg
escala	1:70.000	1:15.000
Co	0,60	0,15
tipo	esférico	esférico
C	1,50	3,90
a	2.300	2.650

A análise da relação entre a variância proveniente do efeito de pepita (C_0) e a variância de dispersão (C) revela que a componente aleatória é bastante importante para a variável convp, enquanto que a variável convg apresenta uma alta estruturação.

Para a confecção dos mapas de isoconvergência dos azimutes médios (figuras 29 e 30) e a determinação dos valores médios de cada variável foi adotado o mesmo procedimento empregado no item anterior.

Os coeficientes de correlação linear entre as variáveis analisadas e a probabilidade são apresentadas na tabela 14. A relação entre as variáveis é representada graficamente na figura 31.

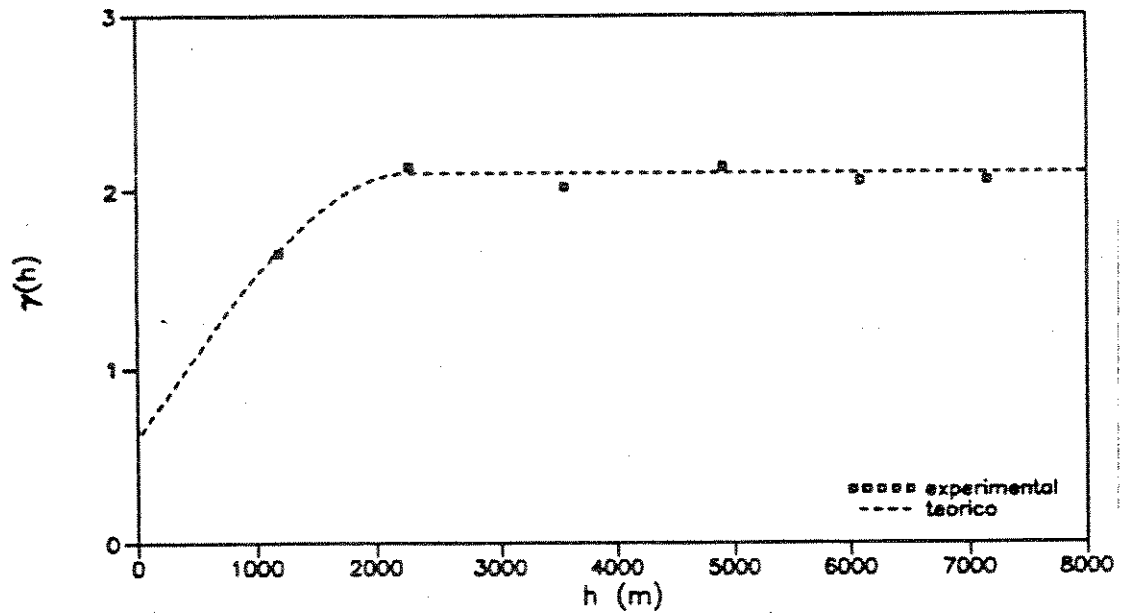


figura 27: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a medida de convergência dos azimutes médios - Escala 1:70.000

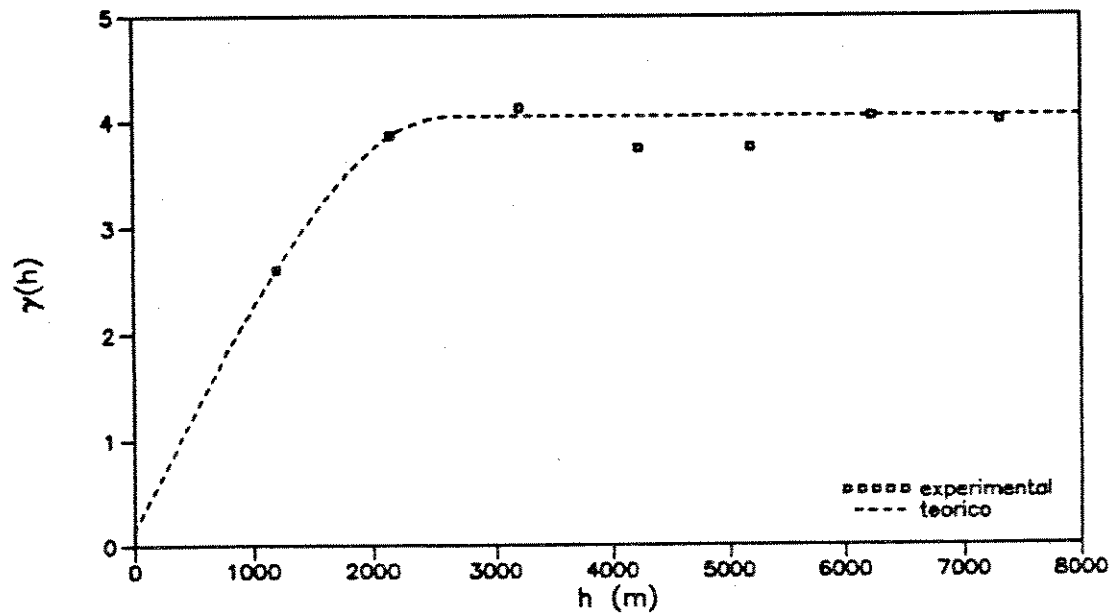


figura 28: Semivariograma experimental e modelo ajustado para a medida de convergência dos azimutes médios - Escala 1:15.000

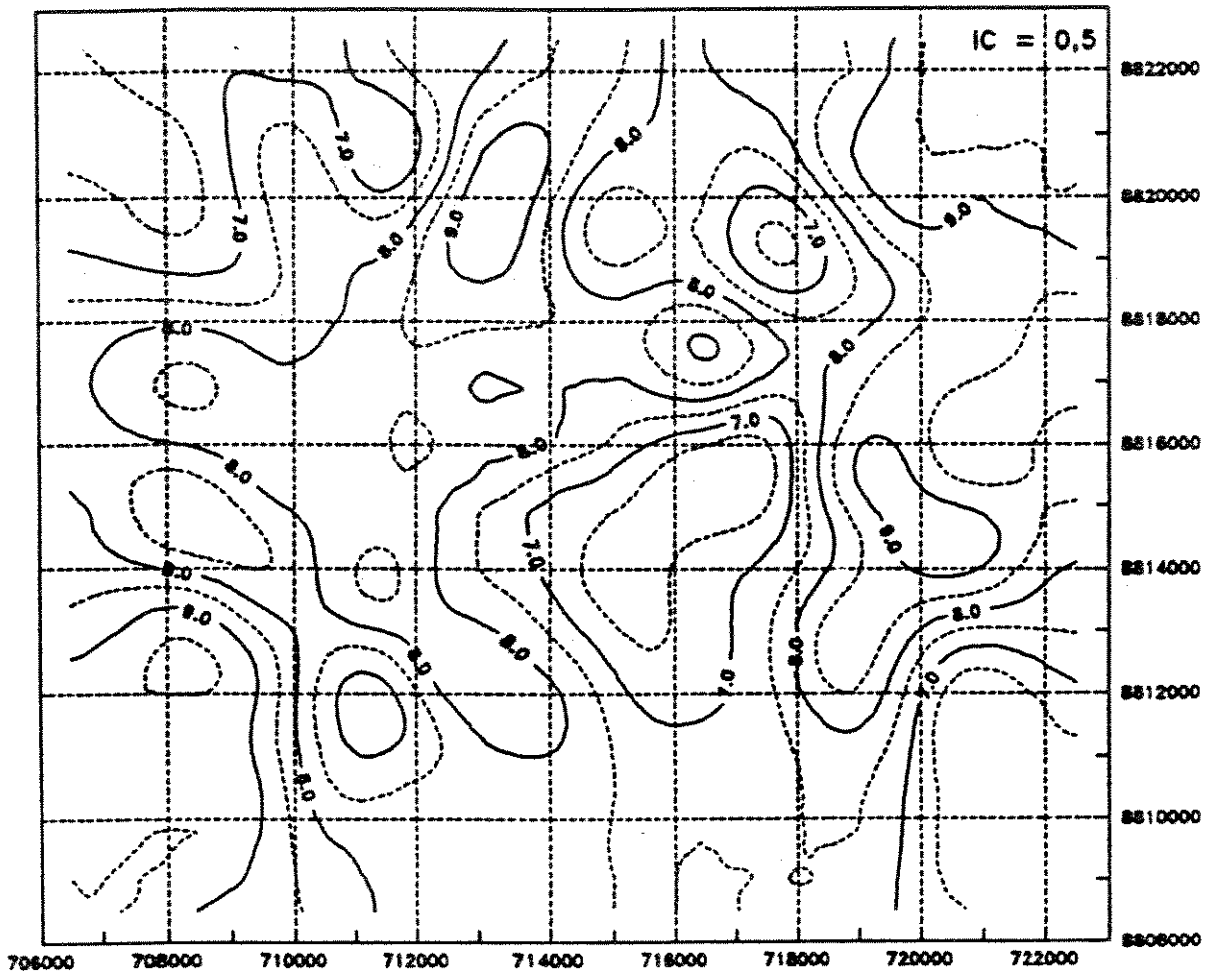


figura 29: Mapa de convergência dos azimutes médios - Escala 1:70.000

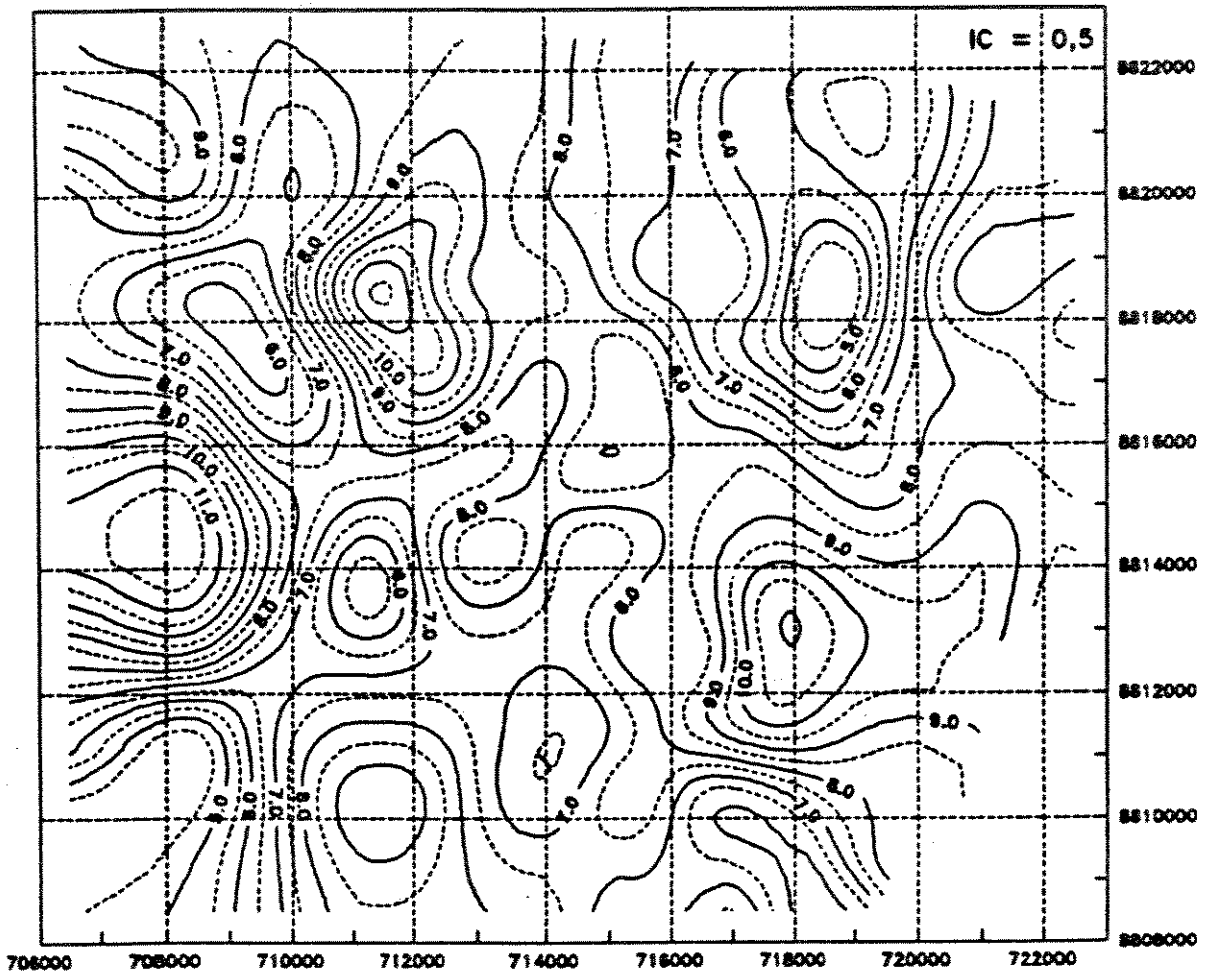


figura 30: Mapa de convergência dos azimutes médios Escala 1:15.000

tabela 14: Correlação entre a convergência dos azimutes médios e a probabilidade do volume recuperável de óleo.

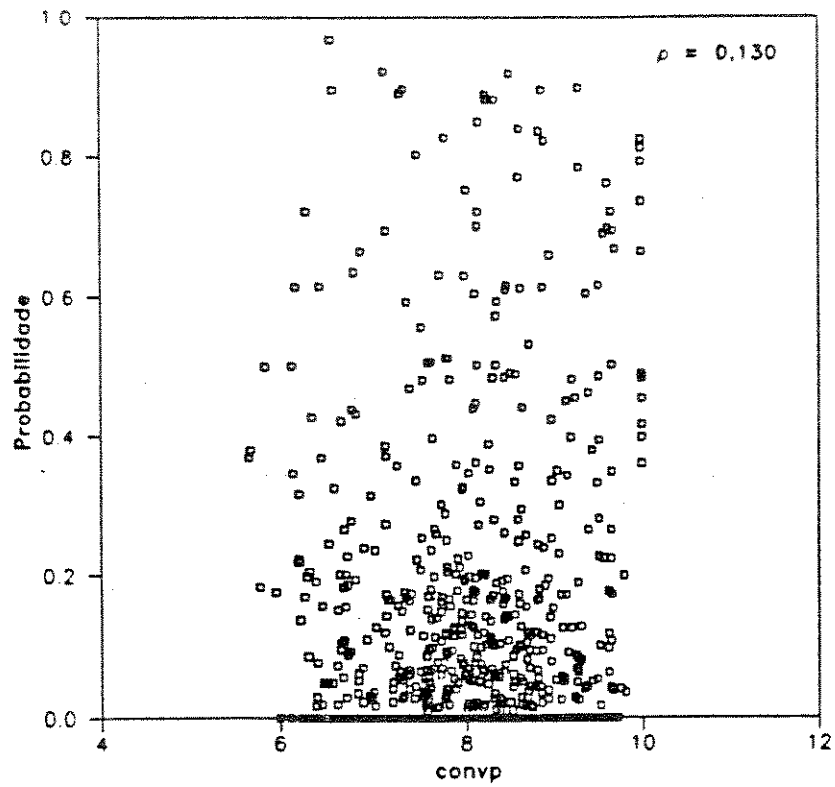
Variável	ρ	n	teste estatístico	t (limite) 830,1%
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	
convp	0,130	832	3,777	2,326
convg	-0,292	832	8,796	2,326

A análise dos dados anteriores indica a existência de correlação entre a variável convp, que representa a convergência dos azimutes médios na escala 1:15.000, e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo. Os valores assumidos pela variável convp, referente à escala 1:70.000, mostraram-se praticamente independentes dos valores da probabilidade.

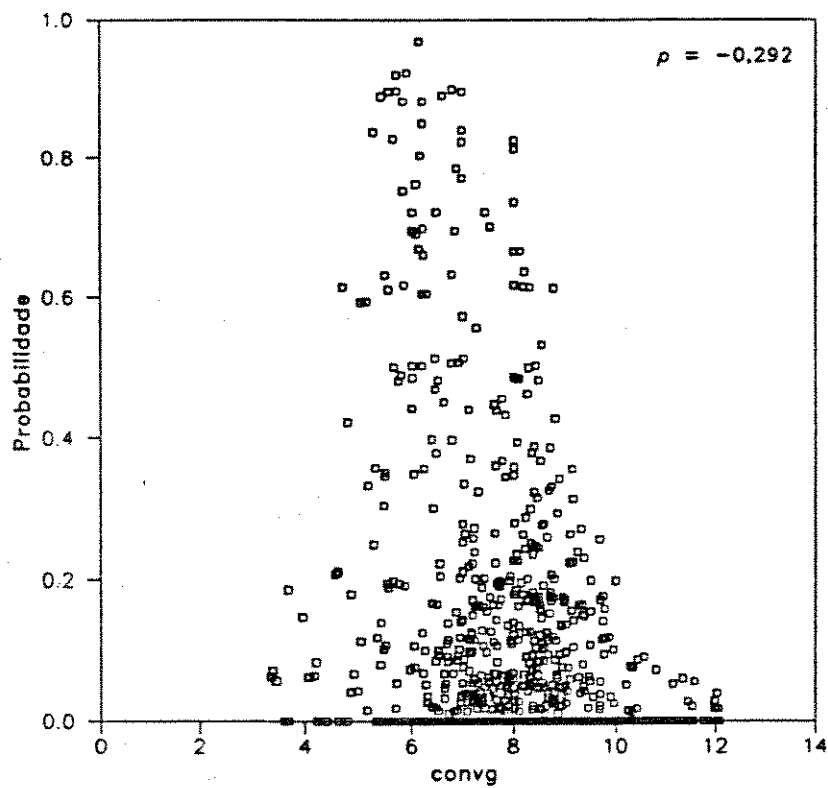
Esses resultados parecem bastante coerentes, uma vez que os lineamentos observados na escala 1:70.000, conforme foi discutido no capítulo 2, refletem um padrão regional de fraturamento, que apresenta orientações consistentes ao longo de vastas áreas, a despeito da ocorrência de estruturas locais.

Os lineamentos observados na escala 1:15.000 evidenciam as estruturas locais, como dobramentos e falhas. Embora essas fraturas também possam se distribuir ao longo de grandes áreas, de maneira similar às fraturas regionais, qualquer mudança local na tendência estrutural implica mudanças na orientação das fraturas, o que não ocorre com as fraturas regionais.

A convergência dos azimutes médios dos lineamentos na escala maior (1:15.000), a exemplo do que foi observado no caso da densidade de fraturas, apresenta uma correlação negativa com a probabilidade, reforçando a hipótese de que o comportamento dos fotolineamentos esteja associado a fenômenos relacionados ao capeamento dos hidrocarbonetos no sistema de fraturas do embasamento.



(a) Escala 1:70.000



(b) Escala 1:15.000

figura 31: Gráfico de dispersão entre a convergência dos azimutes médios e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo.

3.3 Dados Gravimétricos:

O mapa residual gravimétrico, obtido através da remoção do efeito das anomalias graduais do mapa Bouguer, reflete as variações locais da aceleração da gravidade (g), decorrentes das variações laterais de densidade que ocorrem na crosta terrestre.

Dessa forma, a presença de valores positivos no mapa residual gravimétrico pode ser associada à ocorrência de altos estruturais, enquanto que os resíduos negativos normalmente associam-se aos baixos estruturais.

Tendo em vista a associação entre as estruturas em subsuperfície e a ocorrência de hidrocarbonetos, os resíduos gravimétricos podem, em princípio, ser utilizados na delimitação das áreas mais favoráveis à prospecção de hidrocarbonetos.

Para isso, é necessária a modelagem da autocorrelação espacial dos valores dos resíduos gravimétricos, obtidos conforme o procedimento descrito no capítulo 2.

A análise da anisotropia geométrica foi realizada computando-se os semivariogramas experimentais para trinta e seis direções diferentes, observando-se os eixos de maior e menor continuidade alinhados, respectivamente, segundo as direções $N-65^{\circ}-W$ e $N-25^{\circ}-E$, conforme pode ser visualizado na figura 32. O coeficiente de anisotropia (c.a.) observado neste caso é igual a 0,75.

Na figura 33 é apresentado o semivariograma experimental e o modelo teórico ajustado para a direção de maior continuidade. Os parâmetros do modelo teórico são apresentados na tabela 15.

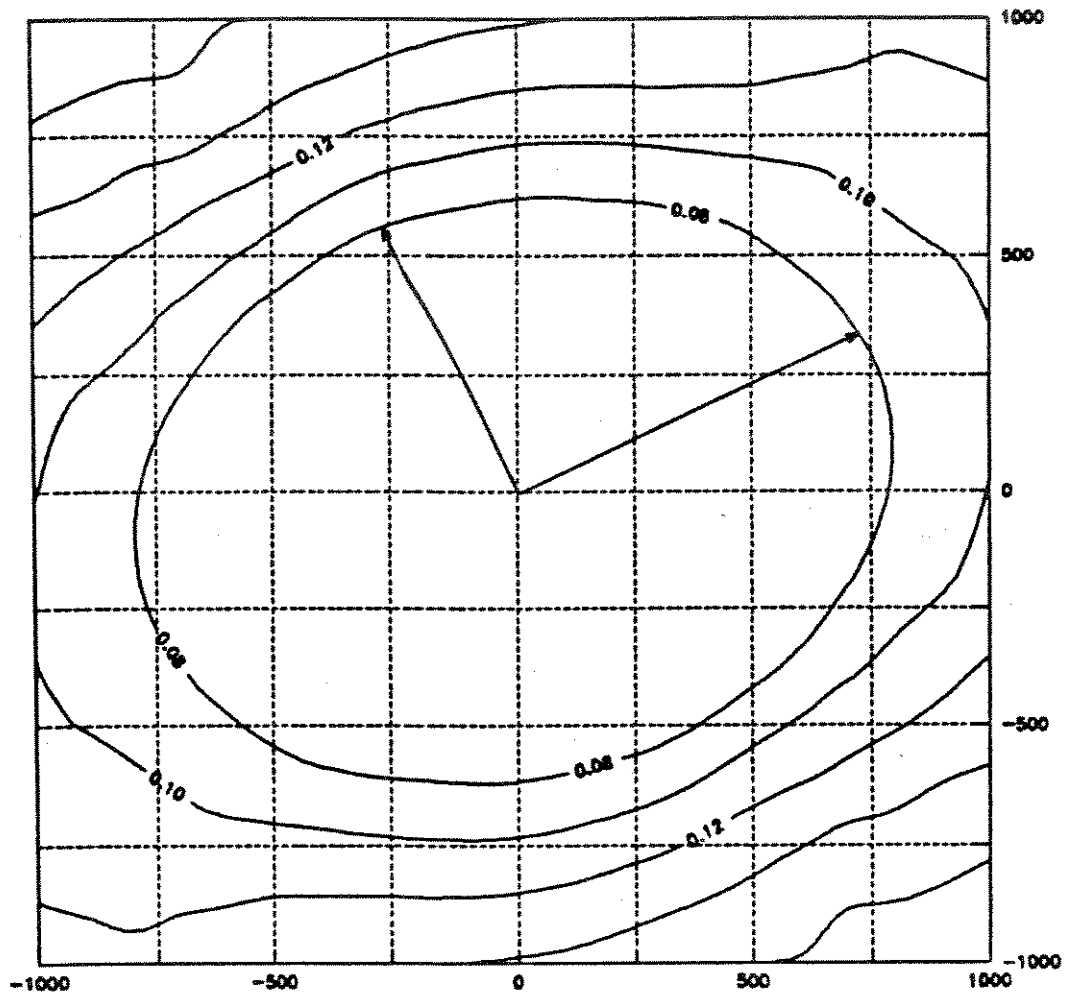


figura 32: Mapa de contorno de isovalores dos semivariogramas experimentais dos dados gravimétricos

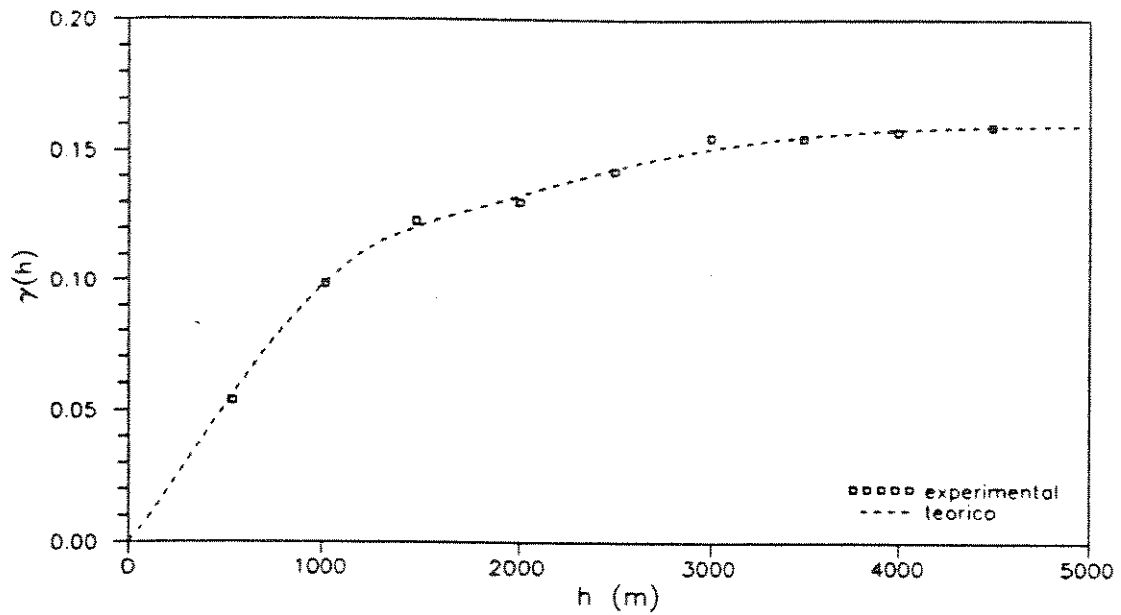


figura 33: Semivariograma experimental e modelo ajustado
(Dados gravimétricos)

tabela 15: Parâmetros do modelo teórico ajustado para os dados gravimétricos

Estrutura	Parâmetro	Variável
		tg
1	Co	0,0
	tipo	esférico
	C	0,095
	a	1.400
2	tipo	gaussiano
	C	0,065
	a	2.150

A análise da relação C_0/C revela a alta estruturação da variável analisada.

Para a confecção do mapa de contorno de isovalores (figura 34) e a determinação dos valores médios dos resíduos gravimétricos em blocos regulares de 500 m de lado foi adotado o mesmo procedimento empregado nos itens anteriores.

A superposição do mapa gravimétrico residual ao mapa de probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo indica, especialmente nas proximidades da Falha de Carmópolis, uma boa concordância dos resíduos positivos com as regiões mais produtivas da área.

Na figura 35 é apresentada a superposição da curva de isoprobabilidade igual a 25% com a curva de resíduos gravimétricos correspondente a 0,30 miligal. As maiores discrepâncias entre as duas curvas são observadas a sudoeste e a noroeste da área investigada, onde a densidade de poços perfurados é bastante inferior às demais regiões.

A correlação espacial entre os valores médios dos resíduos gravimétricos (tg) e os valores médios da probabilidade, expressa em termos do coeficiente de correlação linear (ρ), é apresentada na tabela 16. Na figura 35 é apresentado o diagrama de dispersão das duas variáveis analisadas.

tabela 16: Correlação entre os resíduos gravimétricos e a probabilidade do volume recuperável de óleo.

Variável	ρ	n	teste estatístico	t (limite) 830,1%
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	
tg	0,262	832	7,821	2,326

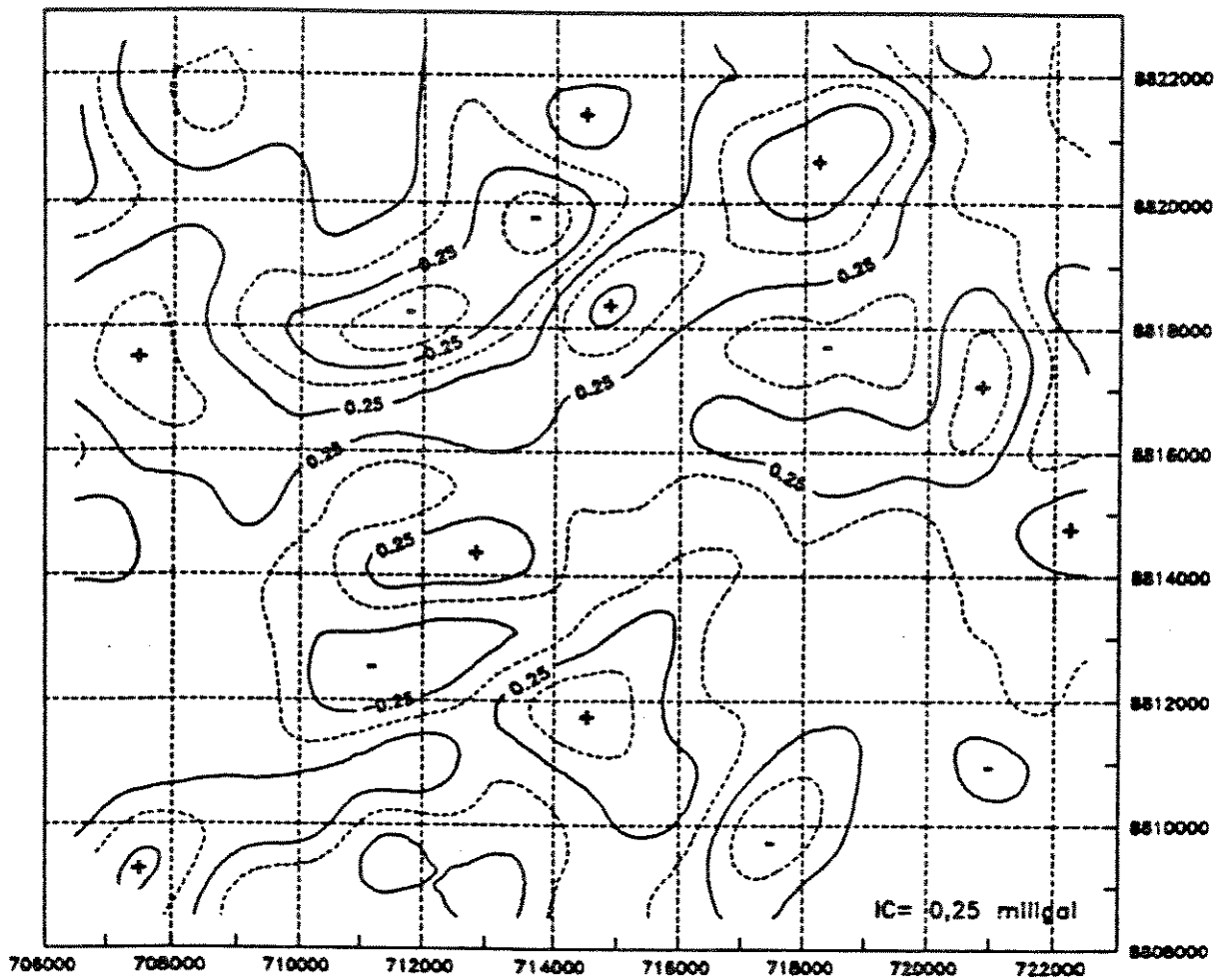
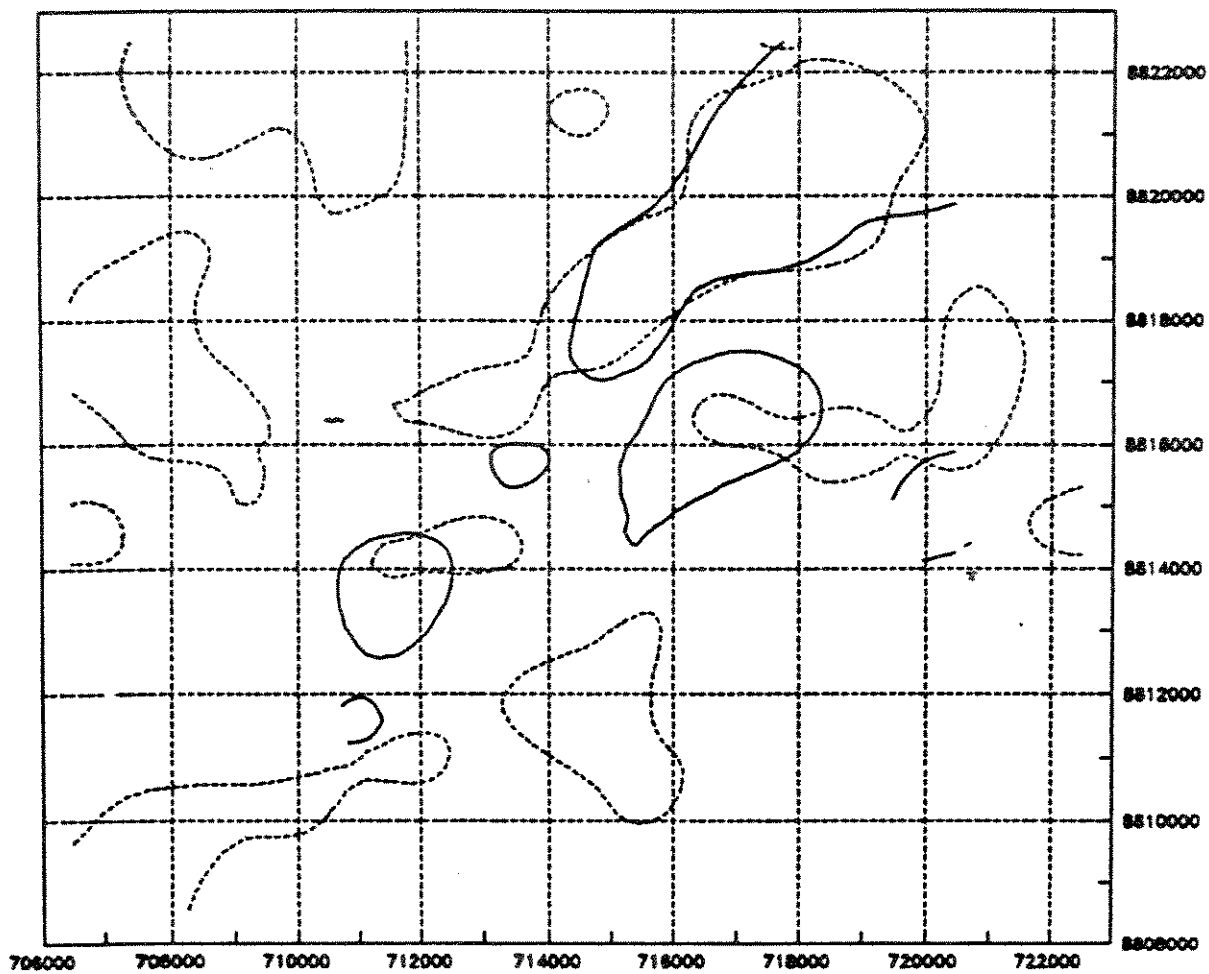


figura 34: Mapa gravimétrico residual



LEGENDA	—	probabilidade igual a 25%
	- - -	resíduo gravimétrico igual a 0,30 miligal.

figura 35: Superposição do mapa gravimétrico residual com o mapa de isoprobabilidade do volume recuperável de óleo

Analisando-se os resultados apresentados na tabela anterior, pode-se verificar a existência de uma correlação positiva entre as variáveis analisadas.

Levando-se em consideração que o mapa gravimétrico residual expressa, em linha gerais, a estruturação do topo do embasamento, o sinal da correlação obtida reflete a tendência das fraturas em se concentrarem nos altos estruturais.

O mapa gravimétrico residual pode ser utilizado como uma ferramenta auxiliar na determinação da estrutura do reservatório nas regiões onde o controle dos poços é impreciso e os dados sísmicos não apresentam boa resolução, como no caso da área do embasamento fraturado do campo de Carmópolis.

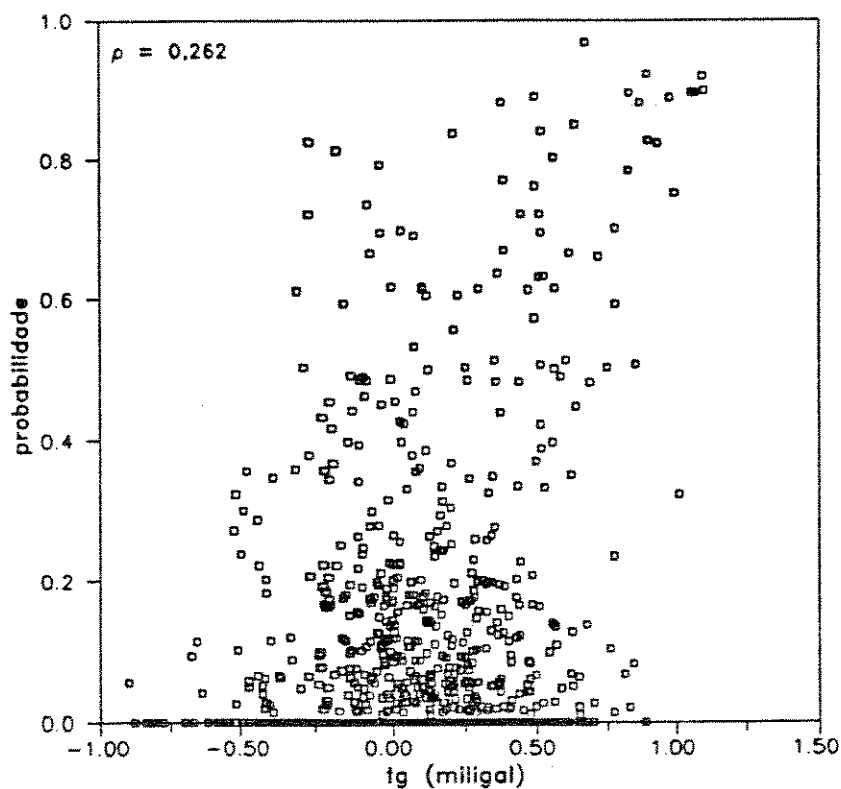


figura 36: Diagrama de dispersão entre os resíduos gravimétricos e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo

3.4 Dados Topográficos:

Os dados referentes à topografia do reservatório, como foi mencionado anteriormente, correspondem às profundidades do topo do paleorrelevo do embasamento determinadas a partir dos poços. Com o objetivo de eliminar os efeitos do relevo em superfície, todas as profundidades são referenciadas em relação ao nível do mar, sendo expressas em cotas negativas em metros.

Os dados topográficos, evidentemente, constituem uma expressão direta das características estruturais do embasamento metamórfico no Alto de Aracaju. Entretanto, a aquisição desses dados depende de informações obtidas a partir dos poços perfurados, o que inviabiliza, a princípio, sua utilização na previsão das áreas mais promissoras.

A importância da análise dos dados topográficos, contudo, reside no fato de que os resultados obtidos, caso apresentem uma boa correlação com os volumes recuperáveis de óleo, podem justificar a utilização de técnicas alternativas – como a sísmica de alta resolução, por exemplo – para a determinação da estrutura do reservatório com maior precisão.

Além da posição estrutural, dois outros aspectos podem ser importantes no controle das acumulações de hidrocarbonetos nos reservatórios fraturados do Alto de Aracaju: o gradiente e o raio de curvatura da paleotopografia do embasamento.

Neste item é avaliada a correlação espacial desses três parâmetros com a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo.

3.4.1 – Topografia do Reservatório:

Para o estudo da distribuição espacial da profundidade do topo do paleorrelevo do embasamento é necessária a modelagem da autocorrelação espacial dos valores amostrados.

A análise da anisotropia geométrica foi realizada do mesmo modo que nos itens anteriores, ou seja, computando-se os semivariogramas experimentais para trinta e seis direções diferentes, regularmente espaçadas de 5° . De posse desses valores, foi traçado um mapa de contorno de isovalores (figura 37) que possibilitou a determinação dos eixos de maior e menor continuidades, alinhados segundo as direções $N-45^\circ-E$ e $N-45^\circ-W$. O coeficiente de anisotropia observado equivale a 0,85.

Na figura 38 é apresentado o semivariograma experimental e o modelo teórico ajustado para a direção de maior continuidade. Os parâmetros do modelo teórico podem ser encontrados na tabela 17.

tabela 17: Parâmetros do modelo teórico ajustado para os dados topográficos

		Variável
		tp
Estrutura	Parâmetro	
1	Co	600,0
	tipo	esférico
	C	2.600,0
2	a	1.200,0
	tipo	gaussiano
	C	2.200,0
	a	2.200

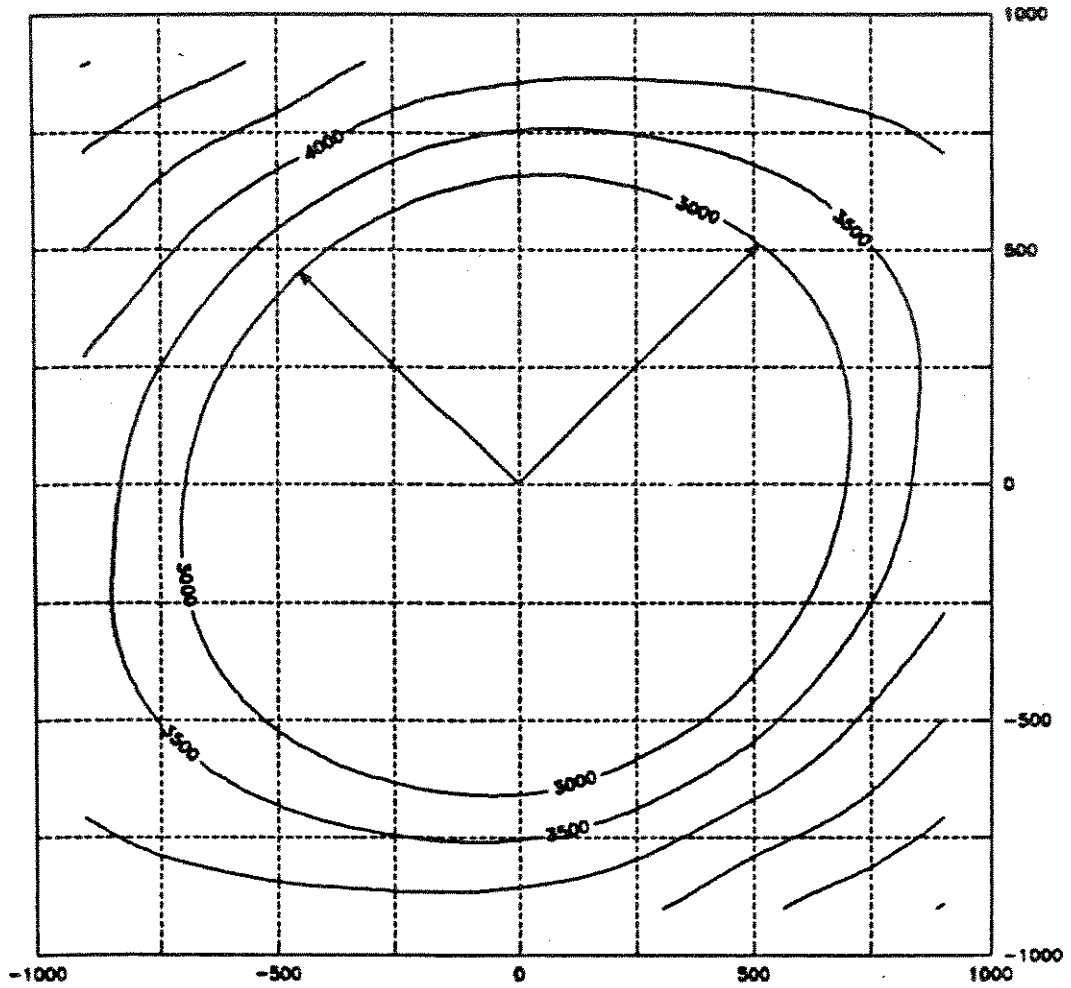


figura 37: Mapa de contorno de isovalores dos semivariogramas experimentais dos dados topográficos

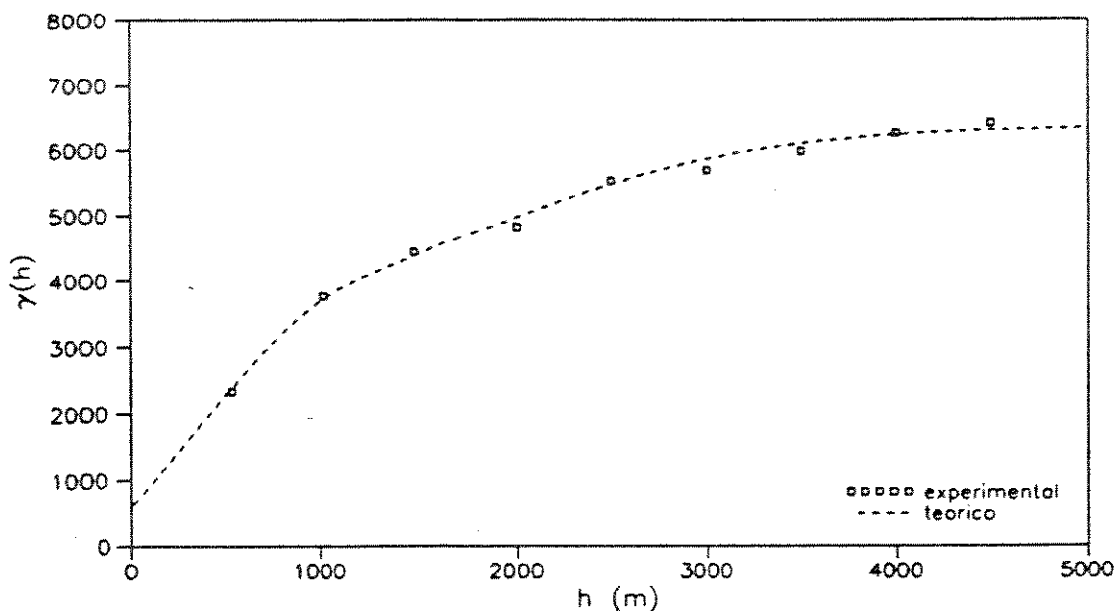


figura 38: Semivariograma experimental e modelo ajustado (Dados topográficos)

A relação C_0/C equivale a 0,125, revelando a pequena importância da componente aleatória.

Para a confecção do mapa de contorno de isovalores e a determinação dos valores médios em blocos de 500 m de lado foi adotado o mesmo procedimento dos itens anteriores.

O mapa de contorno estrutural do topo do paleorrelevo do embasamento é mostrado na figura 39. Pode-se observar que o mapa de isoprobabilidade dos volumes recuperáveis de óleo copia aproximadamente a estrutura geral do embasamento, especialmente na região próxima à Falha de Carmópolis, a nordeste da área.

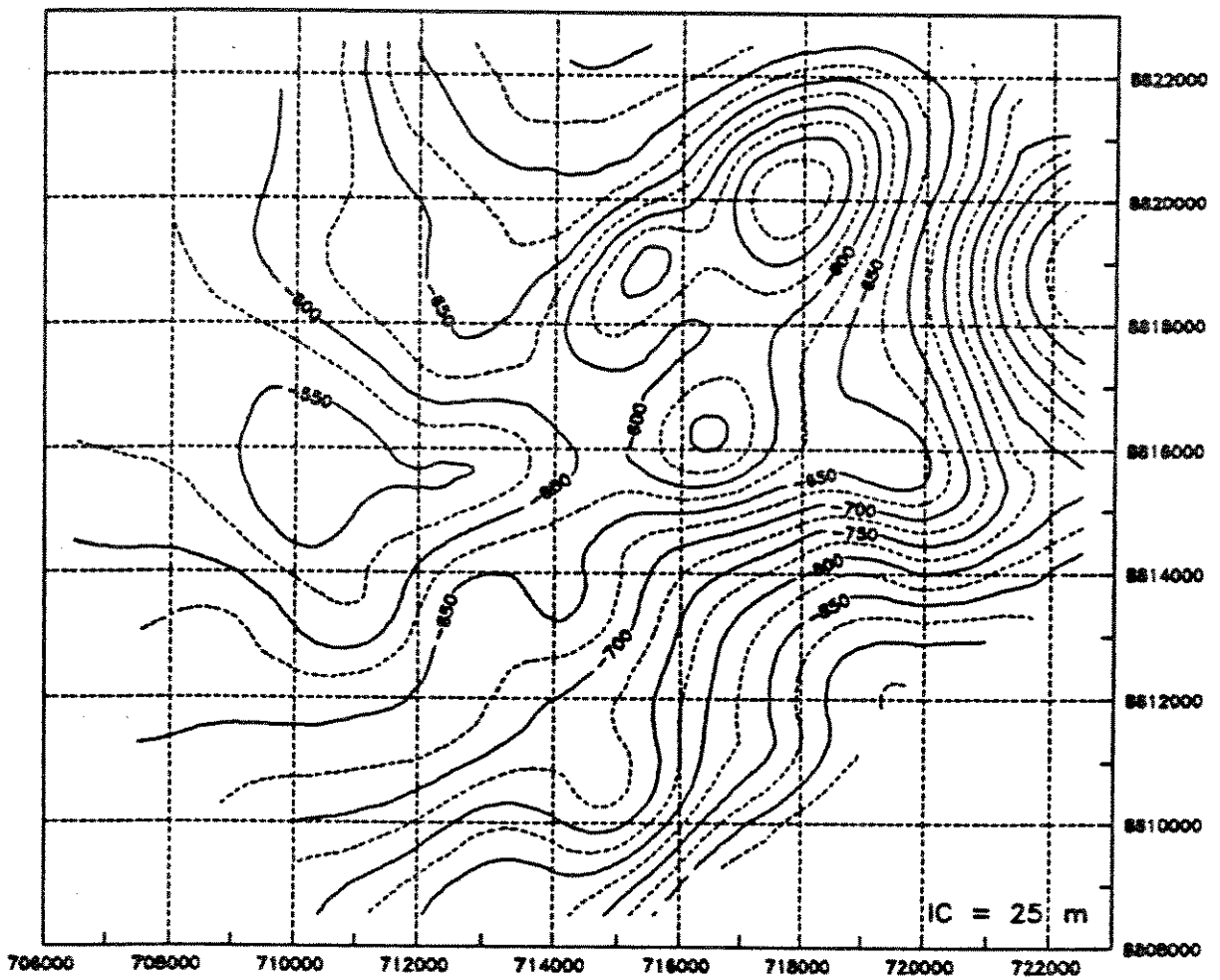
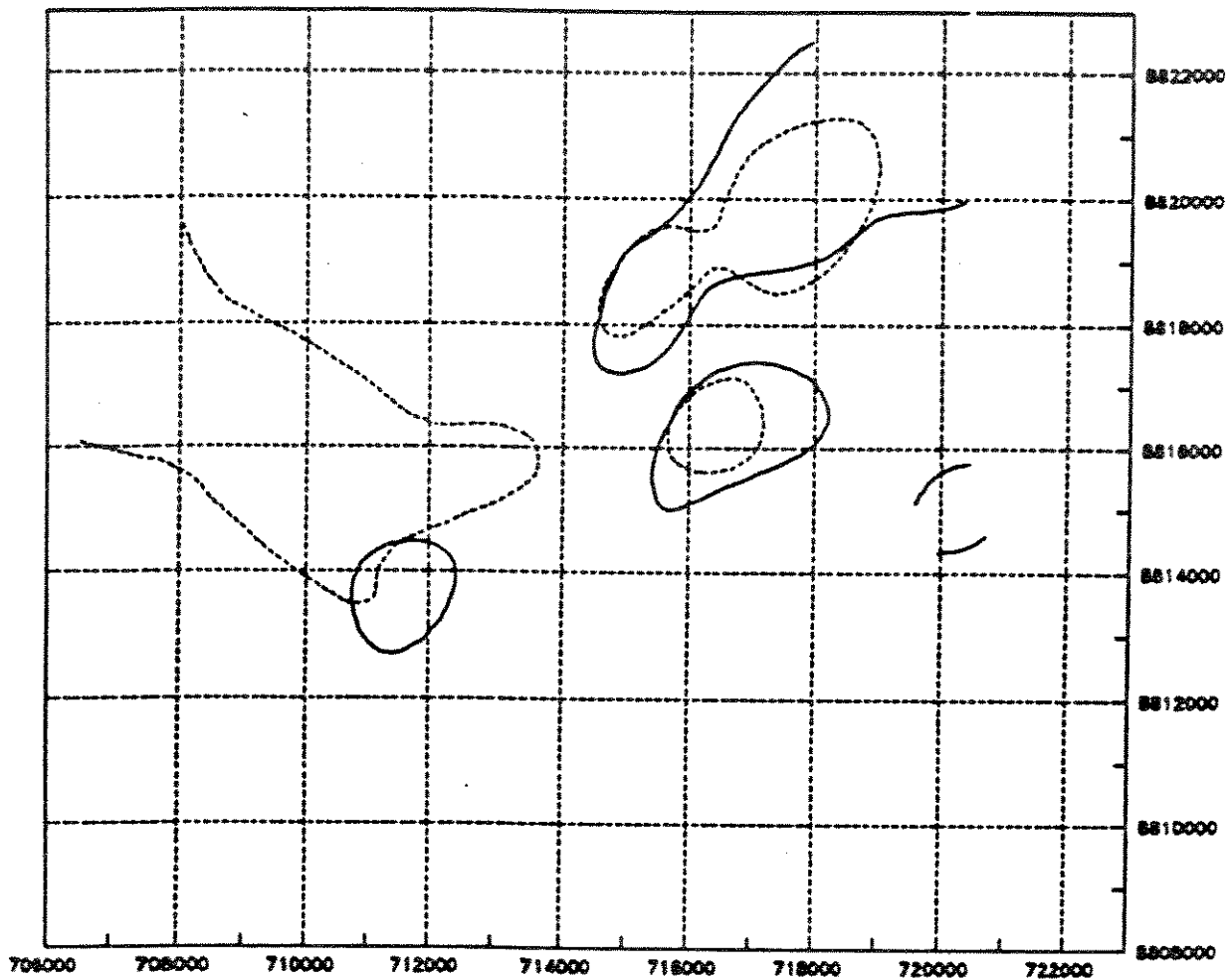


figura 39: Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento



LEGENDA	—	probabilidade igual a 25%
	- - -	cota igual a -575 m

figura 40: Superposição do mapa de contorno estrutural do topo do embamento com o mapa de isoprobabilidade do volume recuperável de óleo

A superposição desses dois mapas revela uma boa concordância das curvas de contorno de isovalores. As maiores discrepâncias ocorrem a oeste e a noroeste da área, onde alguns altos estruturais não se revelaram promissores. A topografia do embasamento nessas regiões parece apresentar um comportamento mais suave que nas regiões mais próximas à Falha de Carmópolis.

O diagrama de dispersão entre os valores médios da profundidade do topo do reservatório (tp) e os valores médios da probabilidade é mostrado na figura 41. A correlação espacial entre as variáveis, expressa através do coeficiente de correlação linear (ρ), é apresentada na tabela 18.

tabela 18: Correlação entre a profundidade do topo do reservatório e a probabilidade do volume recuperável de óleo.

Variável	ρ	n	teste estatístico	t (limite)
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	751,1%
tp	0,275	753	7,838	2,326

O sinal da correlação observada confirma a tendência de se encontrar uma maior densidade de fraturas abertas nos altos estruturais.

Embora o grau de associação entre as variáveis não possibilite a realização de previsões confiáveis dos valores da probabilidade a partir dos valores da profundidade, a análise do diagrama de dispersão (figura 41) pode fornecer subsídios importantes para o estudo da distribuição espacial dos volumes recuperáveis de óleo. Pode-se observar, por exemplo, que as regiões onde as profundidades do topo do reservatório encontram-se abaixo da cota de -800 m não apresentam interesse para a produção de hidrocarbonetos, uma vez que estão associadas exclusivamente a valores de probabilidade inferiores a 30%.

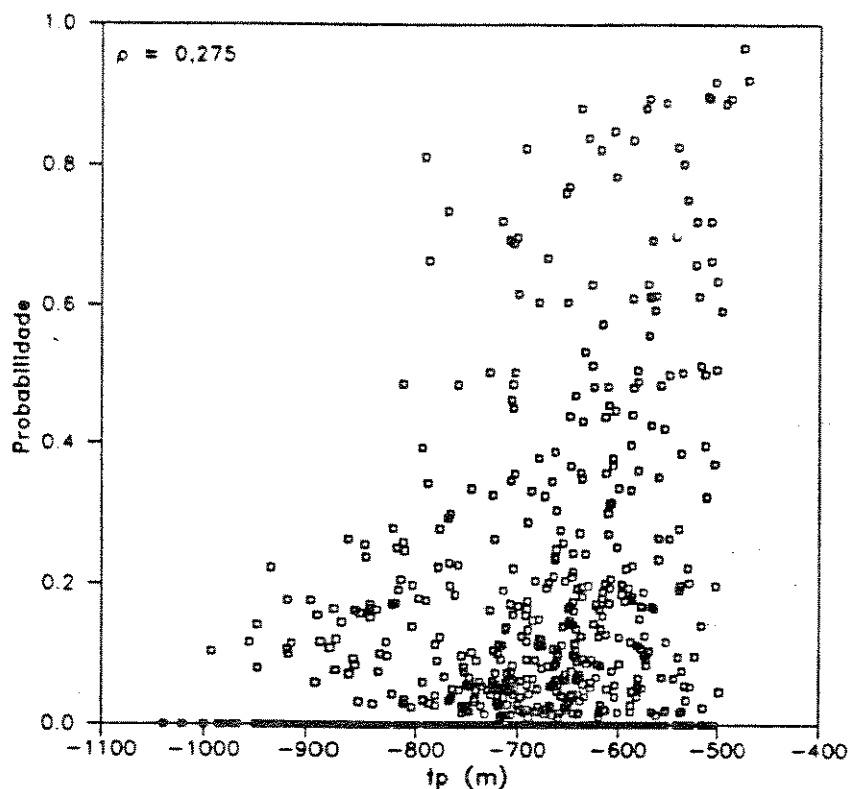
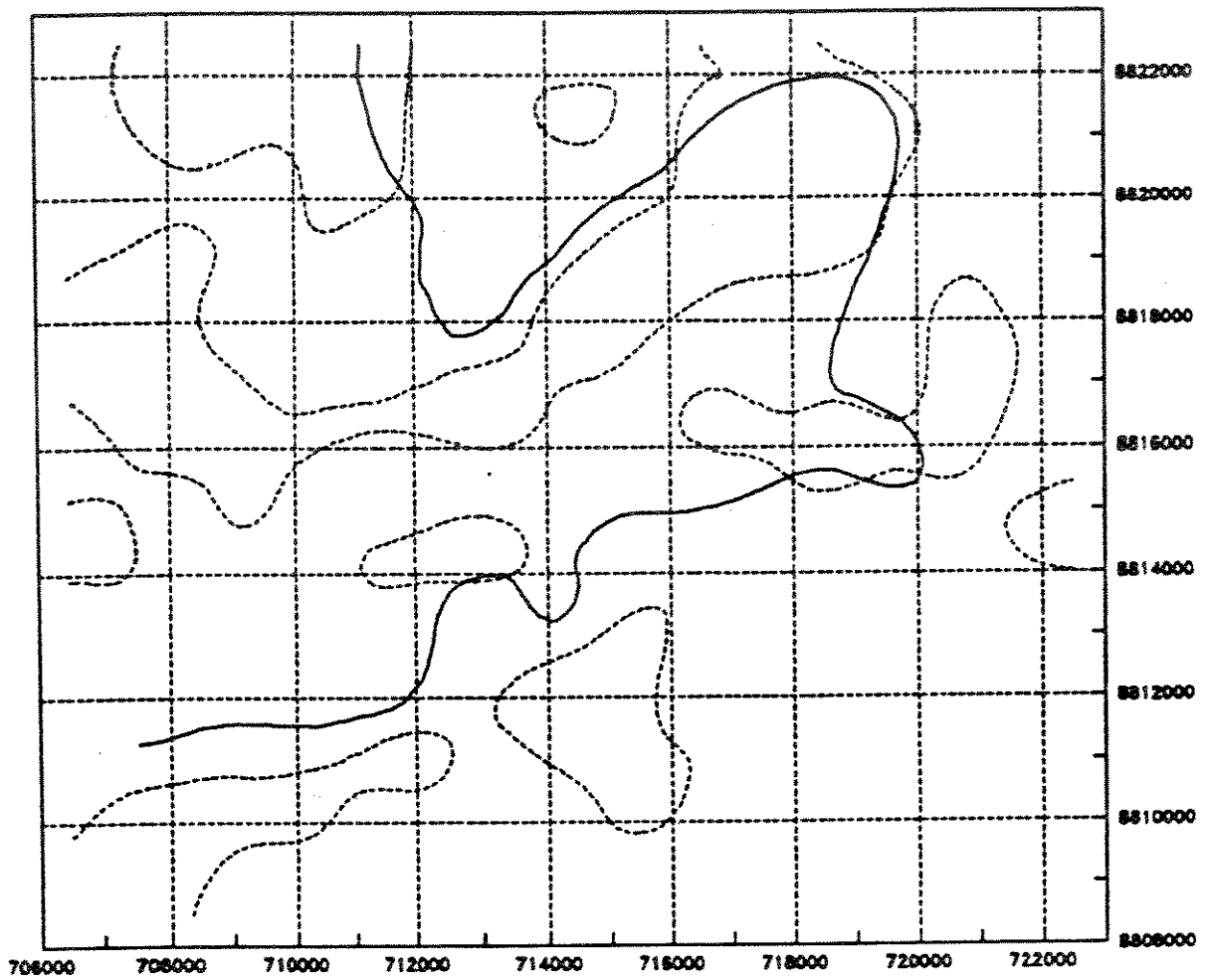


figura 41: Diagrama de dispersão entre a profundidade do topo do reservatório e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo

Considerando-se que os dados topográficos dependem das informações obtidas nos poços e nem sempre estão disponíveis, um outro aspecto que pode ser analisado é a correlação entre as profundidades do topo do embasamento e os valores dos resíduos gravimétricos.

A comparação dos mapas dessas duas variáveis revela uma boa concordância na estruturação geral, mas os desvios locais também são evidentes.

O mapa de contorno estrutural do topo do reservatório apresenta uma distribuição visualmente mais suave que o mapa gravimétrico residual, refletindo a menor dispersão dos dados topográficos, conforme foi discutido no capítulo 2. A superposição da curva correspondente à cota de -650 m com



LEGENDA	—	cota igual a -650 m
	- - -	resíduo gravimétrico igual a 0,25 miligal

figura 42: Superposição do mapa de contorno estrutural do topo do embasamento com o mapa gravimétrico residual

a curva de resíduo gravimétrico correspondente a 0,25 miligal, apresentada na figura 42, confirma essa tendência.

O diagrama de dispersão das variáveis analisada é apresentado na figura 43, enquanto que o coeficiente de correlação linear pode ser encontrado na tabela 29, a seguir.

tabela 19: Correlação entre a profundidade do topo do reservatório e os valores dos resíduos gravimétricos.

Variáveis	ρ	n	teste estatístico	t (limite) 761,1%
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	
tp, tg	0,406	763	12,256	2,326

Embora os resultados da tabela anterior atestem a existência de uma correlação positiva entre as variáveis, pode-se observar que os dados gravimétricos refletem apenas a tendência geral dos dados topográficos, não possibilitando a realização de previsões confiáveis.

Dessa forma, o mapa gravimétrico residual deve ser empregado apenas como uma primeira aproximação da topografia do reservatório nas áreas onde o controle dos poços é impreciso.

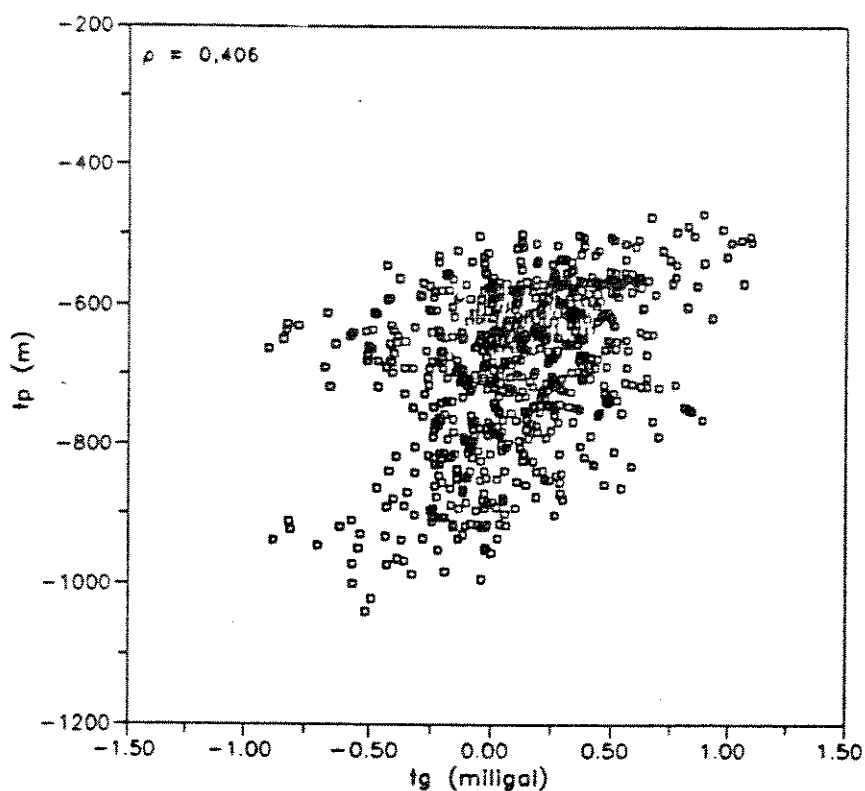


figura 43: Diagrama de dispersão entre a profundidade do topo do reservatório e os valores dos resíduos gravimétricos

3.4.2. - Gradiente do Paleorrelevo do Embasamento

Cesero et al. (1984), analisando os reservatórios fraturados do campo de Carmópolis no Alto de Aracaju, verificaram algumas relações entre a topografia do embasamento e a ocorrência de hidrocarbonetos. Segundo esses autores, onde a topografia é plana, observa-se uma grande incidência de poços secos.

Uma medida do ângulo de mergulho da paleossuperfície do embasamento pode ser obtida computando-se a taxa de variação da profundidade do topo do embasamento (t_p) num determinado ponto do reservatório por meio da seguinte

expressão:

$$TV(tp) = \left[\left(\frac{\partial tp}{\partial x} \right)_{x_0}^2 + \left(\frac{\partial tp}{\partial y} \right)_{y_0}^2 \right]^{1/2} \quad (3.4)$$

onde x_0 e y_0 são as coordenadas do ponto de interesse e as derivadas parciais de tp em relação à x e à y no ponto (x_0, y_0) podem ser aproximadas numericamente por:

$$\frac{\partial tp}{\partial x} \Big|_{x_0} = \frac{tp(x_0 + \Delta x, y_0) - tp(x_0 - \Delta x, y_0)}{2\Delta x} \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial tp}{\partial y} \Big|_{y_0} = \frac{tp(x_0, y_0 + \Delta y) - tp(x_0, y_0 - \Delta y)}{2\Delta y} \quad (3.6)$$

Tendo por base as expressões anteriores, o gradiente do paleorrelevo do embasamento foi calculado diretamente a partir dos valores médios da profundidade em blocos regulares de 500 m, determinados no item 3.4.1.

O diagrama de dispersão entre essa variável (dtp) e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo é mostrado na figura 44. A correlação entre as variáveis, expressa em termos do coeficiente de correlação linear, é apresentada na tabela 20.

tabela 20: Correlação entre o gradiente do paleorrelevo do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo.

Variável	ρ	n	teste estatístico	t (limite) 751,17
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	
dtp	0,359	753	10,541	2,326

Os resultados da tabela anterior revelam a existência de uma correlação positiva entre as variáveis analisadas, indicando que os menores valores da probabilidade estão associados aos menores gradientes. O grau de associação das variáveis, neste caso, também não possibilita a realização de previsões confiáveis dos valores da probabilidade.

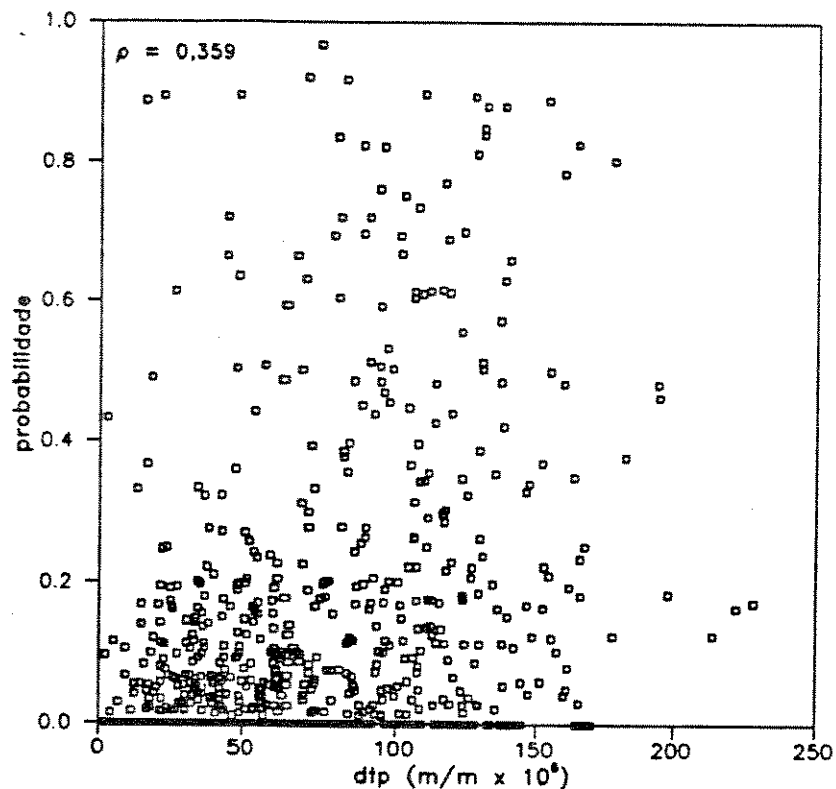


figura 44: Diagrama de dispersão entre o gradiente do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo

3.4.3 – Raio de Curvatura do Paleorrelevo do Embasamento:

Em geral, os poços de alta produtividade perfurados no reservatório fraturado do campo de Carmópolis estão associados às regiões onde o paleorrelevo do embasamento é muito acidentado (Cesero et al., 1984).

O grau de irregularidade da topografia do reservatório pode ser fornecido pelo raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento, obtido computando-se a segunda derivada da profundidade do topo do embasamento em cada ponto da área analisada.

Diversos métodos podem ser utilizados para a obtenção de valores aproximados da segunda derivada. Neste trabalho será empregado o esquema de nove pontos representado na figura 45, a seguir:

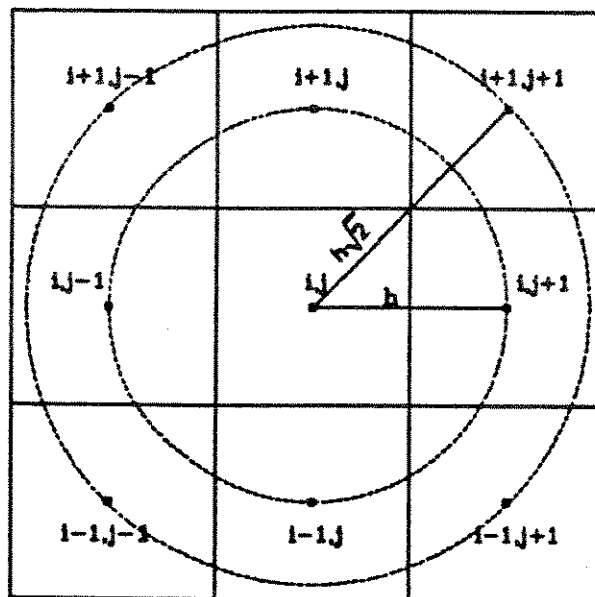


figura 45: Esquema utilizado na determinação da segunda derivada da profundidade do topo do reservatório

O valor da segunda derivada da profundidade do reservatório no ponto central do esquema utilizado pode ser aproximado pela seguinte expressão:

$$\left. \frac{\partial^2 tp}{\partial r^2} \right|_{r=0} = \frac{\sqrt{2} tp_1 - 2(1 + \sqrt{2})\bar{tp}_2 + (2 + \sqrt{2})\bar{tp}_3}{h^2} \quad (3.7)$$

onde:

tp_1 = valor da profundidade no ponto central do esquema;

\overline{tp}_2 = média das profundidades nos pontos situados a uma distância h ;

\overline{tp}_3 = média das profundidades a uma distância $\sqrt{2} h$ do ponto central;

h = dimensão lateral dos blocos utilizados (500 m, neste caso).

O raio de curvatura da estrutura, segundo Stearns & Friedman (1972), pode constituir um parâmetro mais eficiente para a determinação da intensidade de fraturamento que o ângulo de mergulho das camadas, uma vez que este segundo parâmetro pode ser influenciado pela rotação de blocos de rocha.

Tendo por base a expressão (3.7), os raios de curvatura da paleossuperfície do embasamento foram computados diretamente a partir dos valores da profundidade do topo do reservatório.

O diagrama de dispersão entre a variável assim obtida (ddtp) e a probabilidade do volume recuperável de óleo é mostrado na figura 46. A correlação entre as variáveis é apresentada na tabela 21.

tabela 21: Correlação entre o raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo

Variável	ρ	n	teste estatístico	t (limite) 751,1%
			$ \rho \sqrt{\frac{n-2}{1-\rho^2}}$	
ddtp	-0,193	753	5,390	2,326

Os resultados anteriores, confirmando as observações de Cesero *et al.* (1984), indicam a ocorrência de uma correlação negativa entre as variáveis analisadas, onde os maiores raios de curvatura estão associados aos menores valores de probabilidade.

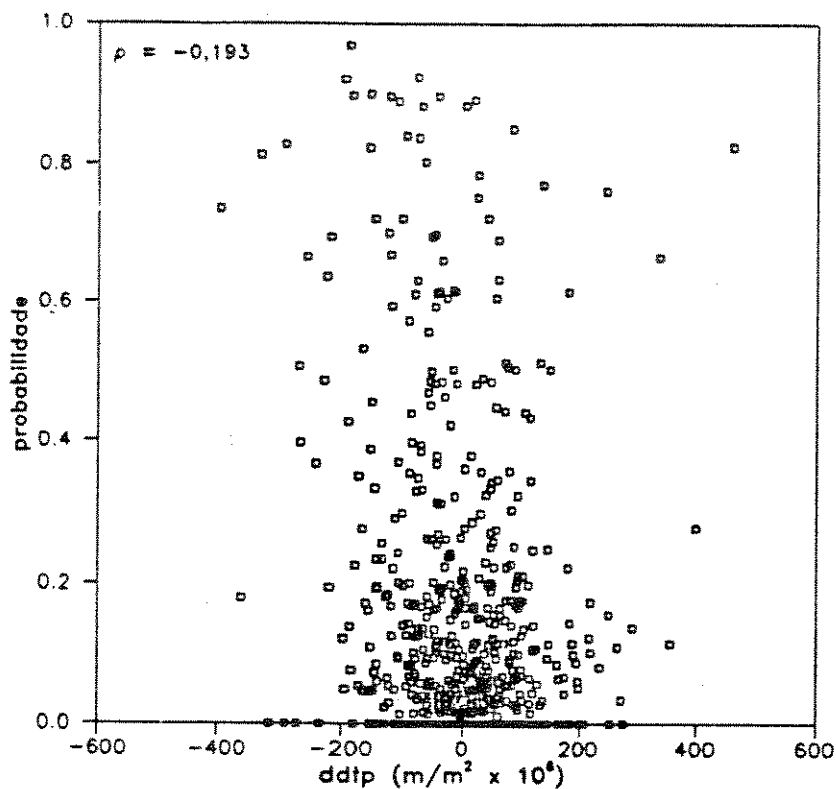


figura 46: Diagrama de dispersão entre o raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento e a probabilidade do volume recuperável de óleo

O grau de associação das variáveis derivadas dos dados topográficos (tp, dtp, ddtp) com a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo, representado pela magnitude dos coeficientes de correlação linear, apresenta-se coerente com as características estruturais e a evolução geológica da área.

Dentre as variáveis analisadas, pode-se observar que o gradiente do paleorrelevo do embasamento desempenha um papel preponderante no controle das acumulações de hidrocarbonetos. Neste caso, os valores mais elevados do gradiente estão associados aos maiores volumes recuperáveis de óleo.

A ocorrência de altos estruturais, identificada pela profundidade do topo do reservatório, embora apresente uma correlação positiva com a probabilidade, aparentemente desempenha um papel menos significativo que o gradiente do paleorrelevo do embasamento no controle das acumulações de hidrocarbonetos.

A terceira variável analisada, correspondente ao raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento, apresentou a menor correlação com a probabilidade, provavelmente em decorrência da dimensão dos blocos utilizados (500 x 500 m), que tende a suavizar as irregularidades locais da topografia do reservatório.

3.5 Resumo dos Resultados:

Neste capítulo foi definido um conjunto de variáveis, obtidas pela transformação matemática dos dados originais, com o objetivo de realçar os aspectos preponderantes à identificação das anomalias estruturais e estratigráficas normalmente associadas à ocorrência de hidrocarbonetos.

A avaliação da eficiência de cada variável na previsão das áreas mais promissoras baseou-se na análise da correlação espacial entre os valores médios das variáveis e a probabilidade média de ocorrência de volumes recuperáveis superiores a $5 \times 10^3 \text{ m}^3$ de óleo. Esses valores foram computados através da krigagem de blocos regulares de 500 m de lado.

Os resultados obtidos, resumidos na tabela 22, mostraram-se coerentes com as características estruturais e a evolução geológica da área.

Um aspecto importante a ser destacado é que nenhuma das variáveis analisadas apresentou isoladamente um grau de ligação com a probabilidade suficiente para a realização de previsões confiáveis dos volumes recuperáveis de óleo. Todavia, as tendências observadas nos diagramas de dispersão entre as variáveis selecionadas e a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo

podem fornecer subsídios importantes para a discriminação das regiões mais promissoras da área.

tabela 22: Resumo dos resultados

Variação	Significado	ρ
dfp1	densidade de fraturas, sistema 1, escala 1:70.000	-0,002
dfp2	densidade de fraturas, sistema 2, escala 1:70.000	-0,327
dfg3	densidade de fraturas, sistema 3, escala 1:15.000	-0,131
dfg4	densidade de fraturas, sistema 4, escala 1:15.000	-0,333
convp	convergência dos azimutes médios, escala 1:70.000	0,130
convg	convergência dos azimutes médios, escala 1:15.000	-0,292
tg	valor médio da anomalia gravimétrica residual	0,262
tp	valor médio da profundidade do topo do embasamento	0,275
dtp	gradiente do paleorrelevo do embasamento	0,359
ddtp	raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento	-0,193

CAPÍTULO 4

PREVISÃO DAS ÁREAS POTENCIALMENTE PRODUTORAS

O objetivo final de um estudo envolvendo um reservatório naturalmente fraturado consiste na previsão das áreas potencialmente produtoras, de forma a orientar a locação dos poços de desenvolvimento.

Em linhas gerais, pode-se dizer que a caracterização de um reservatório fraturado deve contemplar as seguintes etapas: (a) estudo da distribuição espacial dos parâmetros geológicos que possam, de alguma forma, refletir a intensidade do fraturamento e (b) previsão das áreas potencialmente produtoras em função dos parâmetros considerados.

O estudo da correlação espacial entre os parâmetros geológicos selecionados e a intensidade do fraturamento normalmente é realizado quando os dados de produção disponíveis referem-se apenas a uma parcela da área de interesse. A segunda etapa do estudo consiste, portanto, na extrapolação dos resultados para as regiões adjacentes e ainda não investigadas.

A utilização de algumas técnicas geoestatísticas como a simulação estocástica condicional e a cokrigagem poderia ser aventada com esse objetivo; entretanto, os métodos geoestatísticos encontram na interpolação de valores as suas principais aplicações. Dessa forma, a extrapolação dos valores além da área de influência de cada amostra pode não conduzir aos resultados esperados.

Uma alternativa ao emprego das técnicas geoestatísticas é representada pelos métodos de estatística multivariada.

A análise multivariada de dados pode ser definida simplificada como a aplicação de métodos que levam em consideração um grande número de medidas (isto é, variáveis) realizadas simultaneamente num mesmo objeto (Dillon & Goldstein, 1984). Esses métodos são extremamente úteis, uma vez

que possibilitam a manipulação conjunta de um número de variáveis que dificilmente poderia ser assimilado de outra forma.

A análise multivariada de dados encontra inúmeras aplicações em todos os campos do conhecimento humano onde a observação de fenômenos complexos é necessária. Em decorrência da grande variedade de aplicações possíveis, diversos métodos foram desenvolvidos ao longo do tempo, cada um deles constituindo um instrumento específico, destinado a solucionar uma gama limitada de problemas.

Neste contexto está inserida a análise discriminante, um dos métodos de análise multivariada mais utilizados na área das geociências. Essa técnica é empregada para a classificação de indivíduos em grupos mutuamente excludentes, previamente definidos, com base num conjunto de variáveis independentes.

Neste capítulo a análise discriminante é empregada na delimitação das regiões mais promissoras do reservatório fraturado do campo de Carmópolis, em função do comportamento de produção dos setenta primeiros poços perfurados na área.

O procedimento empregado não corresponde às aplicações clássicas da análise discriminante, podendo ser considerado como uma operacionalização matemática do estudo da correlação espacial das diversas variáveis analisadas. Com a aplicação dessa ferramenta espera-se minimizar o caráter subjetivo dos resultados normalmente obtidos em estudos de reservatórios naturalmente fraturados.

A seleção do método da análise discriminante para a realização deste estudo levou em consideração a natureza da associação das variáveis analisadas com a intensidade do processo de fraturamento. De acordo com o exposto no capítulo 3, as variáveis investigadas são capazes de estabelecer apenas uma tendência da intensidade do fraturamento ao longo da área, sem contudo possibilitar a realização de previsões confiáveis do volume recuperável de óleo.

4.1 Descrição do Método:

4.1.1 - Aspectos Gerais:

A análise discriminante é uma técnica de análise multivariada de dados que permite distinguir estatisticamente dois ou mais grupos previamente definidos, combinando linearmente as variáveis discriminatórias de modo a maximizar as diferenças entre os grupos. A função discriminante obtida pela combinação linear das variáveis discriminatórias pode ser encarada como uma forma de reduzir o problema multivariado para um problema envolvendo uma única variável.

Em suas diversas formas - análise fatorial discriminante ou análise discriminante decisional - esse método apresenta inúmeras aplicações práticas, possibilitando o estudo das ligações entre um carácter qualitativo a ser explicado (a favorabilidade de uma determinada região quanto à produção de hidrocarbonetos, por exemplo) e um conjunto de caracteres qualitativos explicativos.

A análise fatorial discriminante permite descrever as ligações entre o carácter a ser explicado e os caracteres explicativos com o auxílio de um plano fatorial adequado, enquanto que a análise discriminante decisional permite prever as modalidades do carácter a ser explicado em função dos valores assumidos pelas variáveis independentes.

Na figura 47 é ilustrado um exemplo de aplicação da análise discriminante a uma distribuição bivariada. Neste exemplo, pode-se observar que as projeções dos elementos pertencentes aos grupos a e b confundem-se nos caracteres X_1 e X_2 . Todavia, é possível encontrar uma orientação ao longo da qual os dois grupos podem ser convenientemente separados. As coordenadas do eixo dessa orientação constituem uma função discriminante linear entre os grupos a e b.

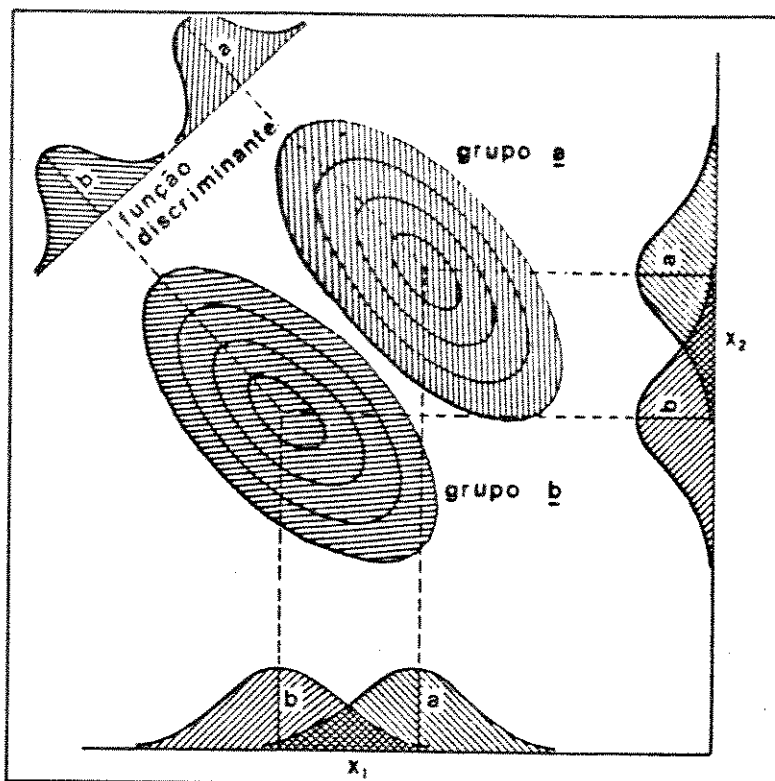


figura 47: Função discriminante aplicada a um exemplo de distribuição bivariada (modificada de Davis, 1973)

4.1.2 – Aspectos Teóricos:

Neste item é apresentado um resumo dos aspectos teóricos relacionados à análise discriminante. Maiores detalhes podem ser encontrados nas publicações de Davis (1976), Dillon & Goldstein (1984) e Flury & Riedwyl (1988). Exemplos de aplicação dessa técnica podem ser encontrados nos trabalhos de Souza Jr. (1988) e de Bucheb (1991).

Considerando-se dois grupos A e B, onde \bar{a}_j representa a média de n_a observações da variável j ($1 \leq j \leq m$) no grupo A e \bar{b}_j é a média de n_b observações da variável j no grupo B, as médias de A e B, em termos vetoriais podem ser expressas por:

$$\bar{a}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_a} a_{ij}}{n_a} \quad (4.1)$$

$$\bar{b}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_b} b_{ij}}{n_b} \quad (4.2)$$

Um método para a obtenção da função discriminante dos grupos A e B é fornecido pela regressão multivariada. Neste caso, a variável dependente é representada pelas diferenças entre as médias dos dois grupos e os coeficientes da função discriminante correspondem às soluções do seguinte sistema de equações:

$$\begin{bmatrix} S^2 \\ P \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde $[\beta]$ é a matriz correspondente aos coeficientes da função discriminante, $[D]$ refere-se às diferenças entre as médias multivariadas dos grupos A e B e $\begin{bmatrix} S^2 \\ P \end{bmatrix}$ é a matriz de variância-covariância conjunta de dimensões $(m \times m)$ definida por:

$$\begin{bmatrix} S^2 \\ P \end{bmatrix} = \frac{[SPA] - [SPB]}{n_a + n_b - 2} \quad (4.4)$$

Os elementos das matrizes $[SPA]$ e $[SPB]$ podem ser obtidos por meio das seguintes expressões:

$$spa_{jk} = \sum_{i=1}^{n_a} (a_{ij} a_{ik}) - \frac{\sum_{i=1}^{n_a} a_{ij} \sum_{i=1}^{n_a} a_{ik}}{n_a} \quad (4.5)$$

$$spb_{jk} = \sum_{i=1}^{n_b} (b_{ij} b_{ik}) - \frac{\sum_{i=1}^{n_b} b_{ij} \sum_{i=1}^{n_b} b_{ik}}{n_b} \quad (4.6)$$

onde os termos a_{ij} e a_{ik} referem-se às i -ésimas observações das variáveis j e k no grupo A e os termos b_{ij} e b_{ik} correspondem-se às i -ésimas observações das variáveis j e k no grupo B.

A função discriminante, obtida a partir da solução da equação (5.3), é representada pela expressão (5.7), a seguir:

$$R = \beta_1 \psi_1 + \beta_2 \psi_2 + \dots + \beta_m \psi_m \quad (4.7)$$

onde ψ_j representa o valor da variável j medido num determinado elemento.

O índice discriminante (R_o), correspondente ao ponto médio entre os grupos A e B, e os centros de gravidade desses dois grupos ao longo da função discriminante são dados por:

$$R_o = \beta_1 \left(\frac{\bar{a}_1 + \bar{b}_1}{2} \right) + \beta_2 \left(\frac{\bar{a}_2 + \bar{b}_2}{2} \right) + \dots + \beta_m \left(\frac{\bar{a}_m + \bar{b}_m}{2} \right) \quad (4.8)$$

$$R_A = \beta_1 a_1 + \beta_2 a_2 + \dots + \beta_m a_m \quad (4.9)$$

$$R_B = \beta_1 b_1 + \beta_2 b_2 + \dots + \beta_m b_m \quad (4.10)$$

A atribuição de um determinado elemento a um dos grupos previamente definidos pode ser realizada comparando-se o escore discriminante (Z), obtido

pela substituição dos valores das m variáveis na função discriminante, com o valor do índice discriminante (R_0). Caso o valor de Z seja maior que R_0 , o elemento será atribuído ao grupo B; caso contrário, o elemento será atribuído ao grupo A.

A verificação da representatividade estatística da diferença entre os dois grupos pode ser analisada por meio do seguinte teste estatístico:

$$F = \left[\frac{n_a + n_b - m - 1}{(n_a + n_b - 2) m} \right] \left(\frac{n_a n_b}{n_a + n_b} \right) D^2 \quad (4.11)$$

onde o parâmetro D^2 , denominado "distância generalizada de Mahalanobis", representa uma medida da separação entre os dois grupos. Valores elevados de D^2 indicam diferenças expressivas entre as médias multivariadas de A e B.

As hipóteses a serem testadas, neste caso, correspondem a:

$$H_0: [D_j] = 0$$

$$H_1: [D_j] \neq 0$$

A hipótese nula (H_0) será rejeitada a um determinado nível de significância se o valor do teste estatístico representado pela expressão (4.11) exceder o valor fornecido pela distribuição F, de Snedecor, com m e $(n_a + n_b - m - 1)$ graus de liberdade.

Nem todas as variáveis incluídas na função discriminante são igualmente eficientes na distinção entre os grupos. Uma medida da contribuição relativa de cada variável no cálculo das distâncias entre as médias dos dois grupos é fornecida pelos coeficientes discriminantes padronizados. Se,

entretanto, duas ou mais variáveis que constituem a função discriminante não são independentes entre si, suas interações podem contribuir mais significativamente para o cálculo de D^2 que os valores fornecidos pelos coeficientes padronizados.

Embora nenhuma hipótese concernente à distribuição das variáveis independentes tenha sido considerada na formulação matemática da análise discriminante, as menores taxas de erro são observadas no caso em que as variáveis discriminatórias apresentam uma distribuição normal multivariada e as matrizes de variância-covariância conjunta são idênticas. Os desvios da aplicação das funções discriminantes lineares em situações não-ótimas, contudo, são bastantes limitados. Uma análise do desempenho das funções discriminantes nestas situações pode ser encontrado na publicação de Dillon & Goldstein (1984).

4.2 Aplicação da Análise Discriminante:

Com o auxílio da análise discriminante pretende-se avaliar a possibilidade de delimitar as principais regiões produtoras do reservatório naturalmente fraturado do campo de Carmópolis em função do comportamento de produção dos setenta primeiros poços perfurados na área.

Para a aplicação dessa técnica, a área investigada foi subdividida em 1020 celas regulares de dimensões iguais a 500 x 500 m (figura 48). As dimensões utilizadas são aproximadamente equivalentes ao espaçamento normalmente empregado para a locação dos poços de desenvolvimento. Os blocos assim definidos constituem os elementos da análise discriminante.

Os valores das variáveis discriminatórias referentes a cada elemento correspondem aos valores médios obtidos pela krigagem de blocos das variáveis definidas no capítulo 3.

Embora o procedimento adotado, que em termos práticos representa a análise da superposição conjunta dos mapas das variáveis analisadas, não corresponda às aplicações clássicas da análise discriminante, os resultados obtidos mostraram-se bastante satisfatórios.

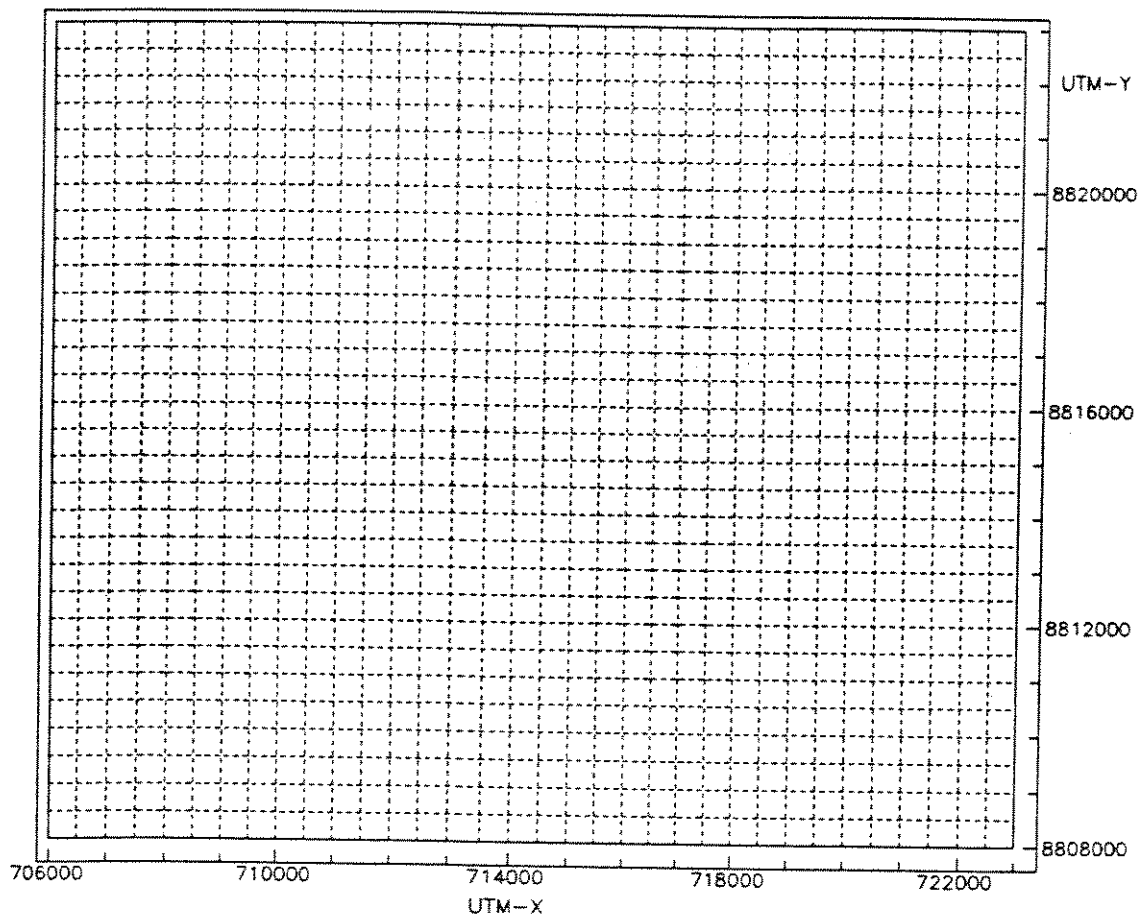


figura 48: Telas utilizadas na análise discriminante

A aplicação da análise discriminante requer a classificação dos elementos em grupos mutuamente exclusivos definidos previamente. Para a definição desses grupos foram calculados os volumes recuperáveis de óleo dos setenta primeiros poços perfurados na área, conforme o procedimento apresentado no capítulo 2, considerando-se um período mínimo de seis meses de produção. A região delimitada por esses poços é considerada hipoteticamente representativa de toda a área analisada.

De posse desses valores foi computada a média aritmética dos volumes recuperáveis de óleo dos poços contidos no interior de cada cela.

A determinação dos grupos correspondentes a cada cela seguiu, então, um procedimento bastante simples: as celas com volumes recuperáveis superiores a 5.000 m^3 de óleo foram consideradas favoráveis, enquanto que as celas que apresentaram volumes recuperáveis inferiores a esse valor foram consideradas desfavoráveis. As celas que não englobaram pelo menos um poço não foram atribuídas a nenhum dos grupos anteriores.

Segundo esse critério, 21 celas foram atribuídas ao grupo F (favorável), 44 celas foram atribuídas ao grupo D (desfavorável) e as 955 celas restantes foram consideradas não avaliadas. O conjunto das celas atribuídas a um dos dois grupos anteriores, que será referenciado posteriormente como modelo local, é apresentado na figura 49.

A partir do modelo local podem ser determinados os coeficientes das funções discriminantes que serão aplicados às celas não-avaliadas. Caso as funções discriminantes assim obtidas possam efetivamente distinguir os grupos considerados e o modelo utilizado seja representativo de toda a área, as principais regiões produtoras poderão ser satisfatoriamente delimitadas. O procedimento empregado possibilitará, portanto, a verificação das duas hipóteses anteriores.

Para a determinação das funções discriminantes foram considerados os seguintes conjuntos de variáveis:

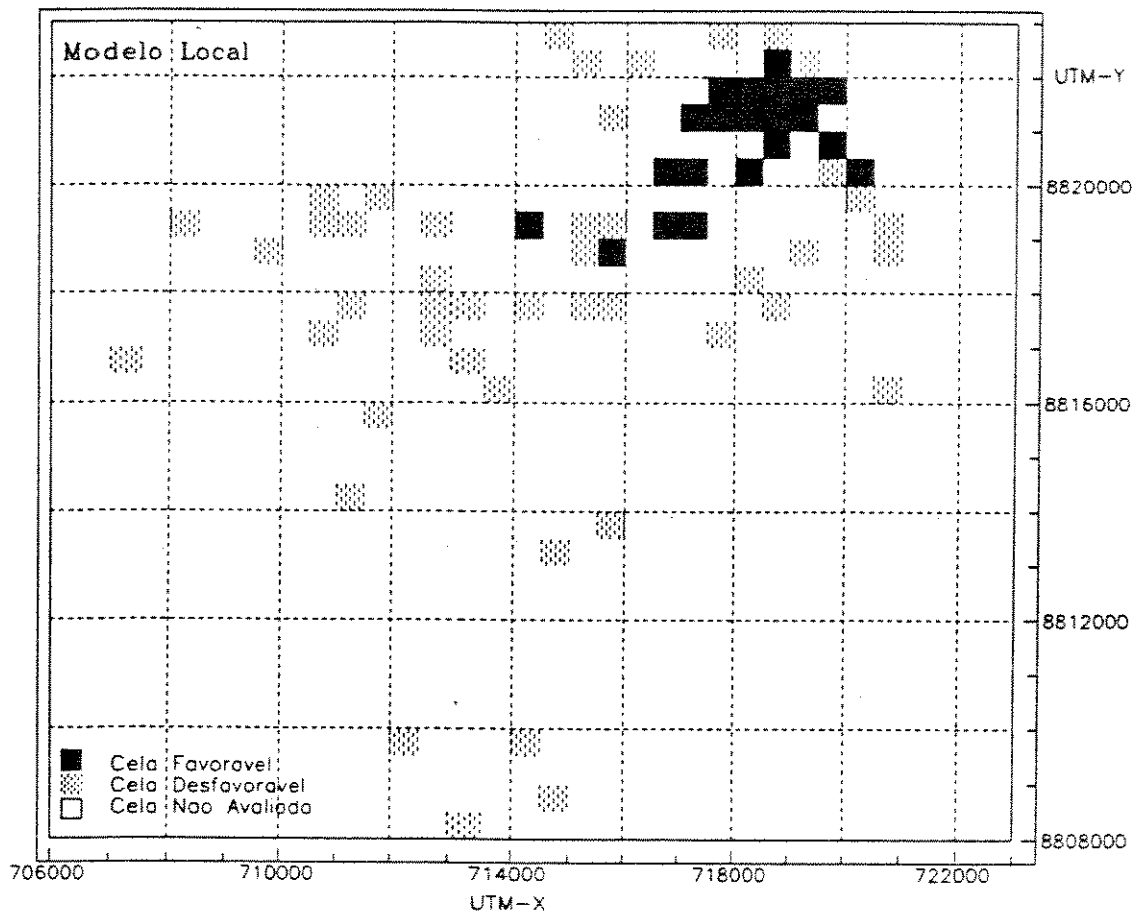


figura 49: Modelo Local

- o Conjunto 1: variáveis derivadas dos dados de superfície;
- o Conjunto 2: variáveis derivadas dos dados de subsuperfície.

Nas tabelas 23 e 24 são apresentados os coeficientes associados a cada variável, os índices discriminantes e as distâncias generalizadas de Mahalanobis para cada conjunto de variáveis analisadas. Também são apresentados os valores dos testes estatísticos realizados.

tabela 23: Coeficientes da função discriminante - Dados de superfície

Variável	Coeficientes	Coef. Padronizados
tg	3,505	0,576
dfp1	$3,230 \cdot 10^{-3}$	0,508
dfp2	$-4,731 \cdot 10^{-3}$	-0,457
dfg3	$4,995 \cdot 10^{-3}$	0,496
dfg4	$-3,808 \cdot 10^{-3}$	-0,398
convp	0,860	0,313
convg	-0,578	-0,353
$R_o = 5,333$		$D^2 = 4,836$
$F = 8,885$		$F_{7;57;5\%} = 2,182$

tabela 24: Coeficientes da função discriminante - Dados de Subssuperfície

Variável	Coeficientes	Coef. Padronizados
tp	$7,822 \cdot 10^{-3}$	0,429
dtp	$3,651 \cdot 10^{-2}$	0,862
dfp2	$-4,648 \cdot 10^{-3}$	-0,278
$R_o = -1,572$		$D^2 = 2,326$
$F = 10,672$		$F_{3;61;5\%} = 2,759$

Os resultados apresentados nas tabelas anteriores indicam que os dois conjuntos de variáveis considerados podem diferenciar estatisticamente os grupos previamente definidos a um nível de significância de 5%. Para a obtenção desses resultados foi utilizada a opção referente à análise discriminante do pacote estatístico STATGRAPHICS versão 4.1.

Um outro aspecto que pode ser analisado em função dos resultados apresentados anteriormente é a contribuição relativa de cada variável na distinção entre os dois grupos.

A análise dos coeficientes padronizados das variáveis derivadas dos dados de subsuperfície (tabela 21) indica que o gradiente do paleorrelevo do embasamento, representado pela variável dtp, desempenha um papel preponderante na separação dos grupos. A seguir, em ordem de importância, destacam-se a profundidade do reservatório (tp) e o raio de curvatura do paleorrelevo do embasamento. Estes resultados são coerentes com os resultados obtidos no capítulo 3 (ver tabela 22), onde foi considerado o comportamento de produção de todos os poços da área.

No caso do primeiro conjunto de variáveis (tabela 23), pode-se observar que as contribuições relativas dos parâmetros analisados são bastante semelhantes entre si, contrariando os resultados obtidos no capítulo 3. O modelo utilizado, neste caso, parece não ser representativo da área como um todo.

Nos próximos itens será avaliado o desempenho das funções discriminantes tanto em termos do ajuste ao modelo local, quanto em relação à previsão das áreas potencialmente produtoras.

4.3 Resultados de Classificação dos Elementos:

A aplicação das funções discriminantes obtidas anteriormente pode levar aos resultados de classificação apresentados nas tabelas 25 e 26.

tabela 25: Resultados de Classificação - Modelo Local - Conjunto 1

Grupo Real	Grupo Previsto	
	D	F
D	35 (83,3%)	7 (16,7%)
F	3 (14,3%)	18 (85,7%)

(elementos avaliados corretamente: 84,1%)

tabela 26: Resultados de Classificação - Modelo Local - Conjunto 2

Grupo Real	Grupo Previsto	
	D	F
D	33 (76,7%)	10 (23,3%)
F	2 (9,5%)	19 (90,5%)

(elementos avaliados corretamente: 81,3%)

As linhas das tabelas acima referem-se aos membros dos grupos reais, enquanto que as colunas representam os membros dos grupos previstos. O número de elementos classificados corretamente corresponde aos valores da diagonal principal.

Um aspecto que pode ser observado é que o número de elementos efetivamente utilizados para a obtenção das funções discriminantes dos conjuntos 1 e 2 correspondem, respectivamente, a 63 e 64 celas. Os elementos que não foram utilizados correspondem às celas onde uma ou mais variáveis discriminatórias não puderam ser estimadas pela krigagem de blocos em virtude da vizinhança considerada.

Os resultados obtidos, expressos em termos da percentagem de celas

corretamente avaliadas, são bastante satisfatórios. Deve-se notar, contudo, que esses resultados são otimisticamente viesados, uma vez que os mesmos conjuntos de dados foram utilizados na determinação das funções discriminantes e na avaliação do desempenho.

Dois métodos normalmente são utilizados para a determinação da taxa de erro associada à classificação dos elementos com maior exatidão. O primeiro método corresponde à validação cruzada, onde um dos elementos é "escondido" do conjunto de dados e classificado com base na função discriminante determinada pelos elementos restantes. A operação é repetida até que todos os elementos tenham sido classificados. Esse método é empregado principalmente quando o número de observações realizadas é reduzido e, conseqüentemente, todos os dados disponíveis devem ser utilizados.

O segundo método consiste em subdividir o conjunto de dados disponíveis em duas subamostras distintas. Neste caso, uma das subamostras é utilizada para a obtenção da função discriminante e a outra é utilizada para a validação dos resultados. Este método nem sempre pode ser aplicado, uma vez que requer um grande número de observações disponíveis.

O procedimento empregado no presente estudo constitui um terceiro método para a avaliação dos resultados. Neste caso, o conjunto de amostras disponíveis é subdividido de acordo com a ordem cronológica em que as mesmas foram obtidas.

Dessa forma, para a determinação dos índices de acerto associados aos dois conjuntos de variáveis utilizados foi considerado o comportamento de produção dos 279 poços restantes. Tendo por base os volumes recuperáveis de óleo de cada um desses poços, os grupos de celas favoráveis e desfavoráveis foram determinados adotando-se o mesmo critério empregado na definição do modelo local.

Excluindo-se os elementos pertencentes ao modelo local, utilizados na obtenção das funções discriminantes, 38 celas foram

atribuídas ao grupo F (favorável) e 181 ao grupo D (desfavorável). A disposição das celas que compõem este modelo, doravante referenciado como modelo regional, é mostrada na figura 50. Os resultados de classificação dos elementos são apresentados nas tabelas 27 e 28.

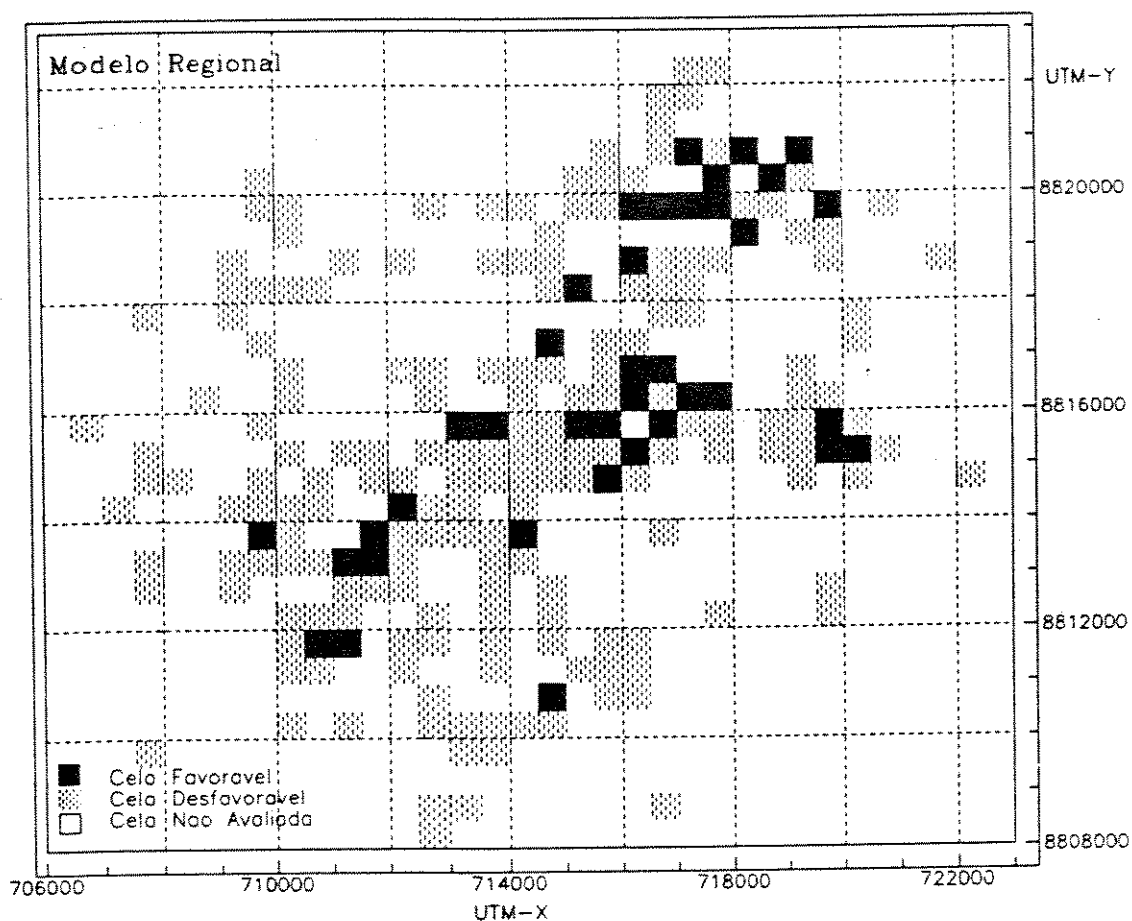


figura 50: Modelo Regional

tabela 27: Avaliação dos Resultados - Modelo Regional - Conjunto 1

Grupo Real	Grupo Previsto	
	D	F
D	155 (85,6%)	26 (14,4%)
F	28 (73,7%)	10 (26,3%)

(elementos avaliados corretamente: 75,3%)

tabela 28: Avaliação dos Resultados - Modelo Regional - Conjunto 2

Grupo Real	Grupo Previsto	
	D	F
D	120 (67,4%)	58 (32,6%)
F	11 (28,9%)	27 (71,1%)

(elementos avaliados corretamente: 68,1%)

A análise dos resultados referentes ao primeiro conjunto de variáveis (tabela 27) revela que, embora o índice de global de celas avaliadas corretamente (75,3%) possa ser considerado muito bom, os índices de acerto dentro de cada grupo são extremamente discrepantes, o que pode significar que as distribuições subjacentes são assimétricas e não-normais (Dillon & Goldstein, 1984).

Além desses aspectos, observa-se também que o menor índice de acerto refere-se ao grupo dos elementos favoráveis, que corresponde justamente às regiões mais promissoras da área.

Embora o conjunto de variáveis analisado tenha obtido um ajuste aparentemente satisfatório ao modelo local, os resultados apresentados na

tabela 31 indicam um desempenho inadequado dos dados de superfície na delimitação das principais regiões produtoras.

A falta de representatividade da amostra utilizada pode ser apontada como um dos fatores responsáveis pela má qualidade dos resultados obtidos. Entretanto, a despeito das causas que possam ter acarretado tais resultados, os dados de superfície devem ser empregados com reservas na previsão das áreas mais favoráveis.

Com relação ao segundo conjunto de variáveis, os resultados obtidos indicam que embora a taxa de elementos avaliados corretamente (68,1%) seja inferior àquela apresentada pelos dados de superfície, o desempenho dentro de cada grupo não se mostrou muito discrepante.

Além disso, o desempenho obtido no grupo dos elementos favoráveis, representado por uma taxa de erro inferior a 30%, pode ser considerado bastante satisfatório.

Esses resultados confirmam a eficiência das variáveis derivadas dos dados de subsuperfície na delimitação das áreas potencialmente produtoras, evidenciando a importância das características estruturais do reservatório analisado no controle das acumulações de hidrocarbonetos.

É importante salientar que a obtenção desses dados está condicionada às informações provenientes dos poços perfurados, inviabilizando a sua utilização na previsão das regiões mais promissoras. Entretanto, os resultados obtidos neste trabalho justificam a utilização de técnicas alternativas para a determinação da estrutura do reservatório na ausência das informações dos poços.

4.4 Avaliação dos Resultados:

A localização dos poços perfurados e a disposição das celas favoráveis para os dois conjuntos de variáveis utilizados são apresentadas nas figuras 51 e 52. Essas figuras são bastante ilustrativas do desempenho dessas variáveis com relação à previsão das áreas potencialmente produtoras.

As previsões realizadas com base nas variáveis de superfície (figura 51) são extremamente pessimistas. Pode-se verificar que apenas as regiões adjacentes às celas que constituem o modelo local foram satisfatoriamente delimitadas.

Com relação às variáveis derivadas dos dados de subsuperfície, pode-se observar uma excelente concordância entre a disposição das celas favoráveis e a localização dos poços produtores (figura 52). Neste caso, praticamente todas as principais regiões produtoras foram satisfatoriamente delimitadas.

A tabela 29 apresenta os volumes recuperáveis de óleo e o número de poços perfurados para os seguintes casos:

- (1) situação real;
- (2) resultados obtidos com a utilização dos dados de superfície;
- (3) resultados obtidos com a utilização dos dados de subsuperfície.

A análise dos resultados para os casos (2) e (3) baseou-se na premissa de que somente os poços contidos no interior das celas favoráveis teriam sido perfurados se os resultados obtidos neste trabalho estivessem disponíveis após a perfuração dos setenta primeiros poços da área. Dessa forma, o número de poços secos ou produtores para estes dois casos refere-se apenas aos poços contidos no interior das celas avaliadas favoravelmente.

Os valores apresentados na tabela 29 expressam numericamente os resultados ilustrados pelas figuras 51 e 52.

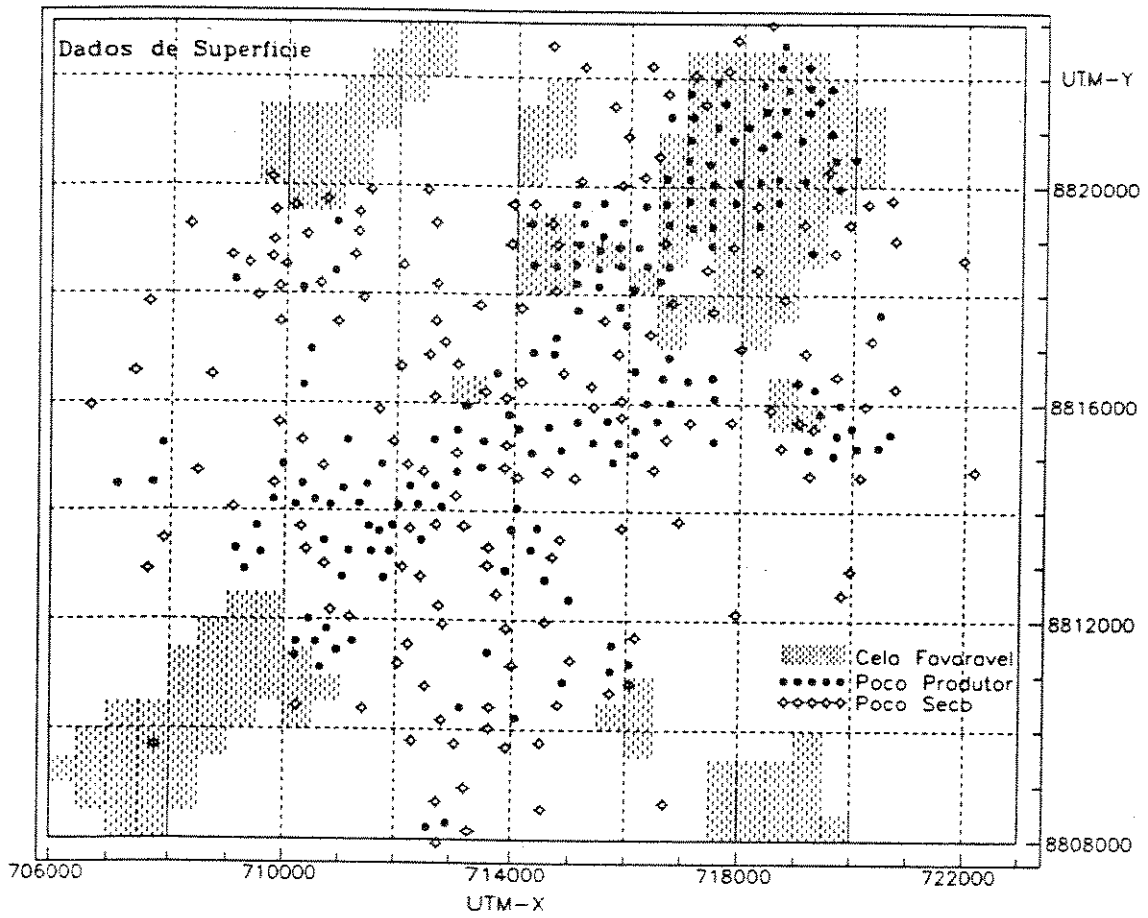


figura 51: Localização dos poços e disposição das celas favoráveis (Caso 2)

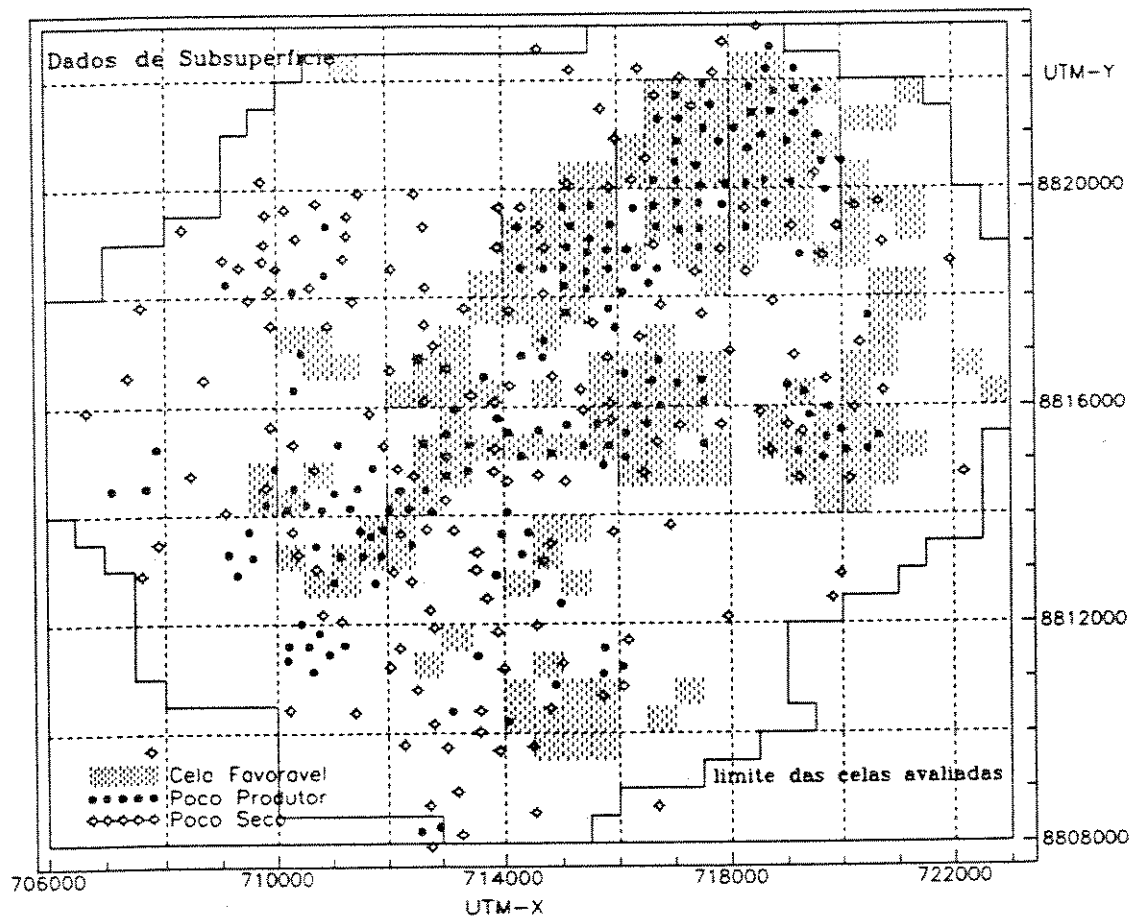


figura 52: Localização dos poços e disposição das celas favoráveis (Caso 3)

tabela 29: Poços perfurados e volumes recuperáveis de óleo

		Caso		
		1	2	3
Poços Perfurados	Produtores	179	56	112
	Secos	170	25	42
	Total	349	81	154
Volume Recuperável de Óleo (Mm ³)		2.152,0	1.070,0	1.803,8

Pode-se observar que o caso n° 1 apresenta o maior volume recuperável de óleo ($2,152 \times 10^6 \text{ m}^3$). Entretanto, o volume recuperável médio por poço ($6,2 \times 10^3 \text{ m}^3$) e o índice de sucesso na perfuração dos poços (51,3%) são bastante inferiores que nos dois outros casos.

A análise dos resultados do caso n° 2 indica que embora o volume recuperável médio por poço ($13,2 \times 10^3 \text{ m}^3$) e o fator de sucesso na perfuração dos poços (69,1%) sejam bastante satisfatórios, o volume recuperável total ($1,070 \times 10^6 \text{ m}^3$) corresponde a apenas 49,9% do volume recuperável encontrado no caso n° 1.

Os resultados do caso n° 3 refletem o melhor desempenho entre as três situações analisadas. Neste caso, associado a um índice de sucesso igual a 72,9%, observa-se um volume recuperável médio por poço igual a $11,7 \times 10^3 \text{ m}^3$ de óleo. O volume recuperável total ($1,804 \times 10^6 \text{ m}^3$) corresponde a 83,3% do volume recuperável observado no caso n° 1. Em termos práticos, esses resultados indicam que 83,3% do volume recuperável de óleo atualmente conhecido poderiam ter sido descobertos com a perfuração de apenas 154 poços, o que equivale a 44,1% do número de poços efetivamente perfurados na área.

Esses resultados justificam não somente a utilização de ferramentas alternativas para a determinação da topografia do reservatório na ausência de informações provenientes dos poços, mas também a viabilidade de se estender a

metodologia utilizada a outros reservatórios com características geológicas semelhantes.

Deve-se salientar, ainda, que a hipótese considerada na análise dos casos (2) e (3) é extremamente conservadora, uma vez que as informações disponíveis não são atualizadas a medida que novos poços são perfurados na área.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

A análise da distribuição espacial dos volumes recuperáveis de óleo revelou a ocorrência de uma anisotropia geométrica com os eixos de maior e menor continuidade alinhados segundo as direções N-50°-E e N-40°-W, respectivamente. A direção de maior continuidade corresponde aproximadamente à orientação das fraturas de distensão, que compreendem a maior parte das fraturas abertas. Essas informações podem ser importantes para orientar a perfuração de poços direcionais, com o objetivo de contactar o maior número possível de fraturas.

Através da análise dos lineamentos observados em fotografias aéreas foi possível identificar as principais direções de fraturamento da área, constatando-se a ocorrência de quatro direções modais: N-60°-E, N-38°-W, N-28°-E e N-41°-E. Quando associadas a informações da geologia regional, essas direções apresentam um significado estrutural bem definido.

A análise da distribuição espacial das densidades de fraturas revelou que os fotolineamentos associados às direções N-38°-W e N-41°-E, correspondentes aproximadamente ao eixo de dobramento dos metassedimentos no Alto de Aracaju e à orientação das fraturas de distensão, representam os dois sistemas mais importantes para a ocorrência de hidrocarbonetos.

A convergência dos azimutes médios dos lineamentos observados na escalas 1:15.000 apresentou uma maior associação com a intensidade de fraturamento que a convergência dos azimutes observados na escala 1:70.000. Esses resultados parecem bastante coerentes, uma vez que os lineamentos observados na escala menor (1:70.000) refletem um padrão regional de fraturamento, que apresenta orientações consistentes a despeito da ocorrência de estruturas locais.

O grau de associação das variáveis de subsuperfície com a probabilidade dos volumes recuperáveis de óleo mostrou-se coerente com as características estruturais e a evolução geológica da área. Neste caso, as magnitudes dos coeficientes de correlação linear indicam que o gradiente do paleorrelevo do embasamento desempenha um papel preponderante no controle das acumulações de hidrocarbonetos.

Nenhuma das variáveis analisadas apresentou isoladamente um grau de associação como a intensidade do fraturamento suficiente para a realização de previsões confiáveis da produtividade do reservatório. Entretanto, as tendências observadas forneceram importantes subsídios para a determinação das regiões mais promissoras da área.

A metodologia utilizada para a previsão das áreas potencialmente produtoras possibilitou a manipulação conjunta de um número de variáveis que dificilmente poderia ser assimilado de outra forma. O procedimento adotado constitui uma nova aplicação da análise discriminante, tendo conduzido a resultados bastante satisfatórios.

Embora a utilização dos dados de superfície tenha possibilitado a determinação das principais direções de fraturamento da área, as previsões das áreas potencialmente produtoras realizadas com base nesses dados não apresentaram um desempenho satisfatório.

As previsões realizadas com base nas variáveis derivadas dos dados de subsuperfície apresentaram uma excelente concordância com as principais regiões produtoras da área, confirmando a importância das características estruturais do reservatório no controle das acumulações de hidrocarbonetos.

A avaliação dos resultados obtidos com os dois conjuntos de variáveis utilizados, em termos do número de poços perfurados e do volume recuperável de óleo, atesta o bom desempenho das variáveis de subsuperfície. Neste caso, 83,3% do volume atualmente conhecido poderia ter sido descoberto com a perfuração de apenas 44,1% dos poços que foram efetivamente perfurados, desde que a paleotopografia do embasamento pudesse ser determinada independentemente das informações provenientes dos poços.

Ainda que a metodologia utilizada tenha sido direcionada especificamente ao estudo do reservatório naturalmente fraturado do campo de Carmópolis, os resultados obtidos justificam sua extensão a outros reservatórios com características geológicas semelhantes.

CAPÍTULO 6

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AURICH, N. Estudo das fraturas originais existentes no campo de Carmópolis. Maceió, PETROBRÁS/RPNE, 1967. 14 p.
- BABINSKI, N.A. & SANTOS, R.C.R. Avaliação geoquímica da Bacia Sergipe-Alagoas. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES, 1984. 62 p.
- BARREBLATT, G.N.; ZELTOV, I.P. & KOCHINA, I.N. Basic concepts in the theory of homogeneous liquids in fissured rocks. Journal of Applied Mathematics Mechanics, 24(5): 1286-1303, 1960.
- BUCHEB, J.A. Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados da Bacia de Sergipe-Alagoas. Tese de Mestrado. Belém. Universidade Federal do Pará, 1991. 136 p.
- CESERO, P. ET AL. O embasamento fraturado de Carmópolis, Alto de Aracaju, Bacia de Sergipe. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES, 1984. 76 p.
- CHAVES, H.A.F. apud: MELO, J.A.G. Considerações sobre a análise de dados direcionais. Salvador, PETROBRÁS/RPBA, 1970.
- DA PRAT, G.; CINCO-LEY, H. & RAMEY Jr., H.J. Decline curve analysis using type curves for two porosity systems. Society of Petroleum Engineers Journal, 354-362, jun. 1981.
- DAVIS, C.J. Statistics and data analysis in Geology. 2 ed. New York. John Wiley & Sons., 1986. 646 p.
- DEUTSCH, C.V. & JOURNEL, A.G. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. New York, Oxford University Press., 1992, 340 p.

- DILLON, W.R. & GOLDSTEIN, M. Multivariate analysis - methods and applications. New York, John Wiley & Sons., 1984, 587 p.
- FERNANDES, C.E.M. Fundamentos da prospecção geofísica. Rio de Janeiro. Interciência, 1984. 190 p.
- FLURY, B. & RIEDWL, H. Multivariate statistics - a practical approach. London, Chapman and Hall, 1988. 210 p.
- HOHN, M.E. Geostatistics and petroleum Geology. New York. Van Nostrand Reinhold, 1988. 264 p.
- HUMPHREY, F.L. & ALLARD, G.O. Geologia da área do Domo de Itabaiana (Sergipe): Um elemento recém conhecido no Escudo Brasileiro. Rio de Janeiro. PETROBRÁS, 1969. 157 p.
- JOURNEL, A.G. & HUIJBREGTS, C.J. Mining Geostatistics. 4 ed. London, Academic Press., 1992. 340 p.
- MELLO, J.A.G. Aplicação da análise característica à exploração de hidrocarbonetos. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1989. 103 p.
- NORTHFLEET, A. & BETTINI, C. apud Melo, J.A.G. Aplicação da Geomatématica à prospecção de petróleo: análise de fraturas por polinômios ortogonais. In: Congresso Brasileiro de Geologia, XXV. 1971. Anais, vol. 2., p. 61-70.
- RICHTER, A.J. Síntese geológica do "Horst" que separa as Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá da Bacia Sergipe-Alagoas. Maceió, PETROBRÁS/RPNE, 1966. 18 p.
- SÁ, J.G. Embasamento Pré-Cambriano do alto de Aracaju - Bacia de Sergipe. Aracaju, PETROBRÁS/RPNE, 1975. 32 p.

SOUZA Jr., O.G. Simulação condicional de unidades de fluxo na área II do projeto piloto de injeção de vapor na Formação Acu (Ksup). Campo de Estreito, Bacia Potiguar, Brasil. Tese de Mestrado. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, 1988. 182 p.

STEARNS, D.W. & FRIEDMAN, M. Reservoirs in fractured rock. In: Stratigraphic oil and gas fields. 1972. p. 82-106. (The American Association of Petroleum Geologists, Memoir 16)

THOMAS, E.P. Understanding fractured oil reservoirs. Oil and Gas Journal. (7): 75-79, jul. 1986.

VAN GOLF-RACHT, T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdã. Elsevier Scientific Publishing Company, 1982. 710 p. (Developments in Petroleum Science, 12)

WARREN, J.E. & ROOT, P.J. Behaviour of naturally fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 245-255, set. 1963.