



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA**

**ANGELA MARIA DE ALCANTARA NEVES**

**AVALIAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE METAIS PESADOS  
E HIDROCARBONETOS NO SOLO DO CAMPO DE  
PETRÓLEO FAZENDA BELÉM NOS MUNICÍPIOS DE  
ARACATI E ICAPUÍ NO ESTADO DO CEARÁ**

**FORTALEZA  
2008**

**ANGELA MARIA DE ALCANTARA NEVES**

**AVALIAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE METAIS PESADOS  
E HIDROCARBONETOS NO SOLO DO CAMPO DE  
PETRÓLEO FAZENDA BELÉM NOS MUNICÍPIOS DE  
ARACATI E ICAPUÍ NO ESTADO DO CEARÁ**

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Geologia Ambiental da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Geologia Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. George Satander Sá Freire

**FORTALEZA  
2008**

N422a Neves, Ângela Maria de Alcântara

Avaliação da concentração de metais pesados e hidrocarbonetos no solo do campo de petróleo Fazenda Belém nos municípios de Aracati e Icapuí no Estado do Ceará [manuscrito] / Ângela Maria de Alcântara Neves  
141 f. : il. color. ; enc.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2008

Orientador: Dr. George Santander de Sá Freire  
Área de concentração: Geologia Ambiental

1. Solo - Porosidade 2. Solo - Permeabilidade 3. Metais pesados 4. Hidrocarbonetos I. Freire, George Santander de Sá (orient.) II. Universidade Federal do Ceará – Mestrado em Geologia Ambiental III. Título

CDD 551

**AVALIAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE METAIS PESADOS E  
HIDROCARBONETOS NO SOLO DO CAMPO DE PETRÓLEO  
FAZENDA BELÉM NOS MUNICÍPIOS DE ARACATI E ICAPUI NO  
ESTADO DO CEARÁ**

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Geologia Ambiental da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Geologia Ambiental.

**Aprovada em 05/03/2008**

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. George Satander Sá Freire (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará-UFC

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Loreci Gislaine de Oliveira Lehueur  
Universidade Federal do Ceará-UFC

---

Prof. Dr. Maamar El-Robrini  
Universidade Federal do Pará – UFPA

Ao meu esposo Samuel Neves, aos meus filhos Artur e Samuelzinho, pelo amor e carinho que me dedicam, aos meus pais Agostinho Soares de Alcantara e Adail Carneiro de Alcântara, em memória.

“A pesquisa traz ao homem novos conhecimentos, e à humanidade a possibilidade de uma vida melhor.”

Angela M.Alcantara Neves

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus Pai por tudo de bom que vem me oferecendo ao longo da minha existência na Terra. Que ele continue me iluminando em novas pesquisas que ajudem na preservação deste planeta para futuras gerações.

Ao professor George Satander Sá Freire, pela orientação científica e amizade durante a elaboração desta dissertação.

À Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS, Unidade Rio Grande do Norte/Ceará, nas pessoas do Gerente Geral Fernando Ricardo e do gerente da Segurança Meio Ambiente e Saúde do Ativo de Produção de Mossoró, Romildo Rosendo, pelo apoio a este trabalho.

À Maria de Fátima Guadalupe Meniconi e Carlos Germano pela valorosa colaboração no cálculo da evaporação dos óleos, na simulação do derrame. À Fátima Regina Dutra Faria, Teresa Cristina Oliveira da Fonseca e Helga Elisabeth Pinheiro Schluter pela valorosa colaboração nas análises dos óleos nos laboratórios do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (PETROBRÁS/CENPES).

Aos professores do Curso de Mestrado em Geologia da Universidade Federal do Ceará (UFC), em especial a professora Loreci Gislaine de Oliveira Lehueur pelos conhecimentos transmitidos.

Ao Técnico Roberto Antônio Cordeiro da Silva, do Laboratório de Mecânica dos Solos e ao geólogo Sérgio Ricardo Pinto Nogueira, do Laboratório de Geologia Marinha da Universidade Federal do Ceará, pela prestimosa colaboração para a realização deste trabalho.

A todos os colegas da PETROBRAS que contribuíram, direta ou indiretamente no desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do Curso de Mestrado em Geologia pelo companheirismo durante todo o curso.

## RESUMO

Este trabalho é uma avaliação para determinação do *background* em metais pesados e hidrocarbonetos em solo do Campo de Petróleo Fazenda Belém, nos municípios de Aracati e Icapuí, Estado do Ceará. O estudo envolveu coleta de amostras de solo na área, em locais previamente selecionados, levando em consideração a geologia, o tipo de solo, características do óleo como densidade, temperatura, viscosidade e a porcentagem de água e sedimentos (BSW). Foram determinados os valores de concentração para alguns metais pesados no solo, a permeabilidade, textura, densidade, porosidade, profundidade de infiltração do óleo no solo através da simulação de derrame de óleo *in loco*, além de avaliar os teores de metais pesados e Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA) antes e depois da simulação do derrame. O método para simular o derrame consistiu em colocar, nos pontos de amostragem, uma armação de aço inoxidável com dimensão de 1mX1mX0,20m, vazada, em seguida derramou-se óleo, emulsão formada de porcentagem de petróleo e outra de água, retirado do poço mais próximo ao local estudado. Aguardou-se cinco dias para que ocorresse a infiltração do óleo. Após o prazo determinado, fez-se um corte no solo, dentro da área com óleo, com o objetivo de verificar a profundidade da infiltração e a espessura da camada. Essa profundidade foi medida com uma trena milimetrada. Em seguida toda a camada de óleo foi retirada, o solo perfurado com trado manual até a profundidade de 1 metro e coletadas amostras para análise em laboratório. A pesquisa executada no campo é mais representativa, permite verificar *in situ* o que pode ocorrer no solo em caso de acidente com derrame de óleo, além de possibilitar a determinação da permeabilidade e a espessura da camada de óleo infiltrado, sem modificar as características naturais do solo. Os resultados das análises das amostras de solo coletadas, antes e após a simulação do derrame de óleo, nos três locais selecionados, não apresentaram contaminação por Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA). Todas as concentrações de HPAs apresentaram valores abaixo do limite de detecção do método empregado na análise. As concentrações dos metais não apresentaram variação significativa nas amostras de solo coletadas antes e após a simulação do derrame, sendo inferiores aos valores de referência de qualidade para solos de trabalhos nacionais da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) e Fadigas, internacionais *Guidelines* (Canadá), Lista Holandesa e valores genéricos de triagem para solos da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA). Esse trabalho auxiliará na descontaminação e limpeza das áreas em caso de acidentes com ocorrência de derrame de óleo. O conhecimento prévio da profundidade possível de infiltração do óleo no solo, à temperatura de até 50°C, de acordo com a permeabilidade e porosidade no local, possibilitará melhor limpeza e recuperação da área e facilitará o cálculo do volume de óleo derramado.

Palavras-chave: Solo, Metal, Hidrocarboneto

## ABSTRACT

This work is a preliminary evaluation for determination of background or base line in heavy metals and hydro-carbons in ground of the Fazenda Belém Oil Field Belém in the city of Aracati, State of the Ceará, for comparisons with samples proceeding from areas where oil spills have occurred. The study has involved collecting of ground samples in the area, in previously selected places, taking in consideration the geology, the type of ground, oil characteristics as density, temperature, viscosity and Basic Sediment and Water (BSW). The values of concentration for some metals in the ground, the permeability, texture, density, porosity, depth of infiltration of the oil in the ground through the simulation of oil spill had been determined in lease, besides evaluating metal texts and Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA) before and after the simulation of the spill. The method to simulate the spill consisted of placing, in the sampling points, a stainless steel scaffolding with dimension of 1mX1mX0,20m, leaked, after that it was spilled oil, formed emulsion of oil percentage and another one of water, removed from the closest well next to the studied place. One waited five days so that the infiltration of the oil occurred. After the determined stated period, a cut was done in the ground, inside of the area with oil with the objective of verifying the depth of infiltration and the thickness of the layer. This depth was measured with a milimetric measuring tape. After that all the oil layer was removed, the ground was perforateed with handy tract until the depth of 1 meter and samples were collected for analysis in laboratory. The research done in the field is more representative, it allows to verify *in situ* what can occur in the ground in case of accident with oil spill, besides making possible the determination of the permeability and the thickness of the infiltrated oil layer, without modifying the natural characteristics of the ground. The results of the analyzes of the ground samples collected before and after the simulation of the oil spill in the three selected places have not presented contamination for Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA). All the concentrations of HPAs have presented values below of the limit of detection of the used method in the analysis. The concentrations of metals have not presented significant variation in the ground samples collected before and after the simulation of the spill, being inferior to the values of reference of quality for ground of national works of the Companhia de Tecnologia Sanitária e Ambiental of São Paulo State and Fadigues and International Guidelines (Canada), List Dutch and generic values of selection for ground of the Environment Protection Agency of the United States (EPA). This work will provide support in the decontamination and cleanness of the areas in case of accidents within oil spill occurrence. The previous knowledge of the possible depth of infiltration of the oil in the ground at the temperature up to 50°C, in accordance with the permeability and porosity in the place, will make it possible a better cleanness and recovering of the area and it will facilitate the calculation of the volume of spilled oil.

Key-words: Soil, Metal, Hidrocarbon,

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 –	Localização do Campo de Produção Fazenda Belém, nos municípios de Aracati e Icapui, Estado do Ceará. Imagem do Satélite Landsat 7 sobreposta ao modelo digital do terreno. Marcado <i>Ring Fence</i> do Campo.	20
FIGURA 2 –	Latossolo Vermelho-Amarelo Distrófico, originado do arenito da Formação Barreiras no ponto de amostragem MA-01. Campo petrolífero Fazenda Belém.	23
FIGURA 3 –	Localização da Bacia Potiguar.	24
FIGURA 4 –	Mapa do arcabouço tectônico do embasamento da bacia Potiguar.	25
FIGURA 5 –	Carta estratigráfica da Bacia Potiguar.	27
FIGURA 6 –	Mapa geológico-estrutural da região do Campo Fazenda Belém, marcado o <i>Ring Fence</i> do campo.	30
FIGURA 7 –	Afloramento de rocha da Formação Barreiras, próximo a praia de Redonda no município de Icapuí/Ceará.	31
FIGURA 8 –	Calcário da Formação Jandaíra no Campo Fazenda Belém.	31
FIGURA 9 –	Imagem do satélite Landsat 7 sobreposta ao modelo digital do terreno realçando as unidades de relevo. Campo de petróleo Fazenda Belém.	33
FIGURA 10 –	Tabuleiros pré-litorâneos no campo de petróleo Fazenda Belém.	34
FIGURA 11 –	Falésia constituída por rochas da Formação Barreiras na praia de Ponta Grossa no município de Icapuí/Ceará.	35
FIGURA 12 –	Retirada de parte dos equipamentos do poço para injeção de vapor. Campo Fazenda Belém.	45
FIGURA 13 –	Localização dos pontos de amostragem no Campo Fazenda Belém.	49
FIGURA 14 –	Localização dos pontos de amostragem para o ensaio da porosidade.	50

FIGURA 15 –	Fluxograma da metodologia utilizada para amostragem e análise química do solo no Campo Fazenda Belém.	51
FIGURA 16 –	Locação dos pontos de amostragem no Campo Fazenda Belém.	52
FIGURA 17 –	Perfuração do solo com trado manual para coleta de amostras.	52
FIGURA 18 –	Coleta de amostras de solo para análise de metais pesados e textura.	53
FIGURA 19 –	Amostra de solo para análise de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos.	53
FIGURA 20 –	Armação de aço inoxidável de 1mX1mX0,20m, colocada no solo no campo Fazenda Belém.	54
FIGURA 21 –	Óleo no solo após derrame no Campo Fazenda Belém.	54
FIGURA 22 –	Corte vertical na área com óleo no ponto MA-02, com a profundidade de infiltração do óleo de 0,05 m.	54
FIGURA 23 –	Limpeza da área após a coleta de amostras de solo.	55
FIGURA 24–	Amostra de solo indeformada dentro do recipiente de vidro de dimensão. 0,20mX0,20mX0,20m.	56
FIGURA 25 –	Óleo derramado na amostra de solo à temperatura de 37°C.	56
FIGURA 26 –	Recipiente com a amostra de solo com óleo com dimensão 0,20mX0,20mX0,20m.	56
FIGURA 27–	Amostra de solo com óleo infiltrado após 48 horas do derrame.	56
FIGURA 28 –	Lateral da amostra de solo com óleo.	57
FIGURA 29 –	Corte na amostra para verificar a profundidade da infiltração do óleo.	57
FIGURA 30 –	Corte na amostra de solo mostrando a profundidade de infiltração do óleo.	57
FIGURA 31 –	Medida da profundidade de infiltração do óleo no solo de 1,7cm.	57
FIGURA 32 –	Furo de 1m de profundidade para determinar a permeabilidade.	58

FIGURA 33 –	Derrame de óleo em um furo feito a trado manual para determinar a permeabilidade do solo.	58
FIGURA 34 –	Medida da distância (P) entre a superfície do óleo e o topo do furo no solo.	58
FIGURA 35 –	Procedimento de limpeza do furo P-05.	59
FIGURA 36 –	Resíduos acondicionados em sacolões.	59
FIGURA 37 –	Furo coberto após as medidas para o cálculo da permeabilidade.	59
FIGURA 38 –	Cilindro de PVC penetrado no solo para coleta de amostras no Campo Fazenda Belém.	62
FIGURA 39A –	Parafina sendo dissolvida no fogo para vedar o topo e a base do cilindro.	62
FIGURA 39B –	Parafinando o topo da amostra de solo. A base da amostra no cilindro foi parafinada após a retirada do cilindro do solo.	62
FIGURA 40 –	Pesagem da amostra dentro do cilindro de aço no Laboratório de Mecânica dos Solos da UFC	65
FIGURA 41 –	Amostra de solo sendo retirada do cilindro de aço pelo Extrator de Amostras.	65
FIGURA 42 –	Amostra de solo indeformada retirada do cilindro de aço.	65
FIGURA 43 –	Pesagem da cápsula com a amostra úmida.	65
FIGURA 44 –	ICP-OES; Inductively Coupled Plasma-Atomic Emission Spectrometry para análise de metais pesados.	67
FIGURA 45 –	Detector de Massa (MS) quatro pólos, com dois estágios para análise de orgânicos.	68
FIGURA 46 –	Mapa de Isotores do elemento alumínio no campo Fazenda Belém.	79
FIGURA 47 –	Mapa de isotores do elemento bário no Campo Fazenda Belém.	80
FIGURA 48 –	Mapa de isotores do elemento cálcio no Campo Fazenda Belém.	81
FIGURA 49 –	Mapa de isotores do elemento cobalto no Campo Fazenda Belém.	82

FIGURA 50 –	Mapa de isotores do elemento cromo no Campo Fazenda Belém.	83
FIGURA 51 –	Mapa de isotores do elemento ferro no campo Fazenda Belém.	84
FIGURA 52 –	Mapa de isotores do elemento potássio no Campo Fazenda Belém.	85
FIGURA 53 –	Mapa de isotores do elemento magnésio no Campo Fazenda Belém.	86
FIGURA 54 –	Mapa de isotores do elemento manganês no Campo Fazenda Belém.	87
FIGURA 55 –	Mapa de isotores do elemento níquel no Campo Fazenda Belém.	88
FIGURA 56 –	Mapa de isotores do elemento chumbo no Campo Fazenda Belém.	89
FIGURA 57 –	Mapa de isotores do elemento vanádio no Campo Fazenda Belém.	90
FIGURA 58 –	Mapa de isotores do elemento zinco no Campo Fazenda Belém.	91
FIGURA 59 –	No ponto MA-01 o óleo infiltrou até a profundidade de 0,03m.	92
FIGURA 60A –	Ponto MA-02 onde foi simulado derrame de óleo cru. Área de 1m <sup>2</sup>	93
FIGURA 60B –	Ponto MA-02, o óleo infiltrou até a profundidade máxima de 0,05 m.	93
FIGURA 61 –	Ponto MA-03, onde foi derramado óleo à temperatura de 47°C, evidenciando a profundidade máxima de infiltração, correspondendo a 0,05 m.	93
FIGURA 62 –	Mapa da porosidade.	108
FIGURA 63 –	Mapa da granulometria no Campo Fazenda Belém.	110

## LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 –	Índices Pluviométricos da Estação de Aracati, 2006.	21
GRÁFICO 2 –	Índices Pluviométricos do ano de 2006 na Estação de Peixe Gordo em Icapuí.	21
GRÁFICO 3 –	Índice Pluviométrico do ano de 2007 na Estação de Aracati.	22
GRÁFICO 4 –	Gráfico da Viscosidade real x temperatura do óleo do Campo Fazenda Belém com dados da tabela 15.	94
GRÁFICO 5 –	Dendograma das concentrações de metais antes da simulação do derrame de óleo no solo na profundidade de 1 m.	104
GRÁFICO 6 –	Dendograma das concentrações de metais depois da simulação do derrame de óleo no solo na profundidade de 1m.	105
GRÁFICO 7 –	Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB – 114-CE derramado no ponto MA-02.	111
GRÁFICO 8 –	Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB- 693.	111
GRÁFICO 9 –	Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB- 695-CE.	111
GRÁFICO 10 –	Curva da destilação simulada óleo do poço FZB- 450-CE.	112
GRÁFICO 11 –	Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB- 157-CE.	112
GRÁFICO 12 –	Curvas da porcentagem da massa de óleo evaporada do poço FZB-450-CE após a simulação do derrame de óleo, exposto a temperatura média de 29°C, durante os primeiros cinco dias após o derrame.	113
GRÁFICO 13 –	Curvas da porcentagem da massa de óleo evaporada do poço FZB-157-CE em caso de derrame. Comparação entre as curvas que seguem as equações raiz quadrada e logarítmica.	114

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 –	Estrutura molecular de alguns hidrocarbonetos policíclicos aromáticos.	39
TABELA 2 –	Coeficiente de permeabilidade para diferentes tipos de solo.	44
TABELA 3 –	Classes de permeabilidade do solo.	44
TABELA 4 –	Pontos amostrados.	48
TABELA 5 –	Pontos onde foram coletadas amostras de solo para determinar a densidade e a porosidade.	48
TABELA 6 –	Pontos do cálculo da permeabilidade.	60
TABELA 7 –	Procedimentos para calcular o Coef. de Permeabilidade.	61
TABELA 8 –	Classes de Permeabilidade dos solos e coeficientes de permeabilidade utilizados em Engenharia Civil.	61
TABELA 9 –	Concentração de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos nas amostras coletadas no campo Fazenda Belém e os valores de prevenção para solos no Estado de São Paulo. Amostras coletadas na profundidade de 1m.	71
TABELA 10 –	Concentração dos elementos no solo do Campo Fazenda Belém, na profundidade de 1m.	73
TABELA 11 –	Matriz de Correlação Apresentando os Coeficientes dos Resultados Analíticos dos Elementos Químicos Analisados no Solo da Área Estudada. Valores em Negrito Indicam Correlação Alta.	74
TABELA 12 –	Apresenta os pares de elementos químicos que mostraram correlação positiva alta.	75
TABELA 13 –	Teores de background para metais pesados	77
TABELA 14 –	Comparação dos teores de metais no Campo Fazenda Belém com tabelas nacionais e internacionais	78
TABELA 15 –	Viscosidade (Centipoise) típica do óleo do Campo de Fazenda Belém.	94
TABELA 16 –	Concentração de Hidrocarbonatos Policíclicos Aromáticos nas Amostras de Solo Coletadas Antes da Simulação do Derrame de Óleo.	96

TABELA 17 –	Concentrações de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos nas Amostras de Solo Depois da Simulação do Derrame de Óleo.	97
TABELA 18 –	Concentração dos Metais na Área Estudada Antes da Simulação do Derrame de Óleo na Profundidade de 1m. Análise por Digestão com Água Régia.	98
TABELA 19 –	Concentração de Metais nas Amostras do Solo Depois da Simulação de Derrame de Óleo Profundidade de 1m. Análise por Digestão com Água Régia.	99
TABELA 20 –	Comparação de Valores dos Teores dos Elementos nas Amostras Coletadas no Campo Fazenda Belém, com Valores de Referência de Qualidade das Listas Nacionais e Internacionais.	101
TABELA 21 –	Concentração de metais nos óleos dos poços do Campo Fazenda Belém.	102
TABELA 22 –	Concentração das Amostras de Solo Coletadas Antes da Simulação do Derrame de Óleo, na Profundidade de 1m.	103
TABELA 23 –	Concentrações de Metais nas Amostras Coletadas Depois da Simulação do Derrame de Óleo na Profundidade de 1m.	103
TABELA 24 –	Valores calculados para concentrações de metais antes e depois da simulação de derrame de óleo no solo no Campo de Fazenda Belém, para t crítico bi-caudal.	104
TABELA 25 –	Pontos onde foram determinadas a permeabilidade do solo na área e os poços de petróleo próximos, de onde foram retirados o óleo para o estudo.	106
TABELA 26 –	Porosidade do solo no Campo Fazenda Belém.	107
TABELA 27 –	Porcentagem da massa de óleo evaporada expostos à temperatura média de 29°C, durante os 5 primeiros dias após a simulação do derrame no Campo Fazenda Belém.	113

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....	18
CAPÍTULO 2 – CONTEXTO GEOAMBIENTAL .....	21
2.1 Aspectos Físicos .....	21
2.1.1 Classificação climática .....	21
2.1.2 Precipitação pluviométrica .....	22
2.1.3 Vegetação .....	22
2.1.4 Solos .....	22
2.2 Aspectos da Geologia Regional.....	23
2.2.1 Aspectos da Geologia estrutural regional .....	25
2.2.2 Aspectos Estratigráficos.....	26
2.3 Geologia Local.....	29
2.4 Geomorfologia .....	32
2.4.1 Tabuleiros pré-litorâneos .....	32
2.4.2 Planície litorânea.....	34
CAPÍTULO 3 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	36
3.1 Hidrocarbonetos .....	37
3.2 Metais Pesados .....	40
3.3 Valores de Referência de Qualidade Nacionais e Internacionais .....	41
3.4 Infiltração, Porosidade e Permeabilidade do Solo .....	42
3.5 Produção de Óleo e Água .....	44
3.6 Injeção de Vapor .....	45
3.7 Evaporação do Petróleo .....	46
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA DO TRABALHO DE CAMPO .....	47
4.1 Coleta de Amostras de Solo para Análise Química e Textural.....	52
4.2 Simulação de Derrame de Óleo .....	53
4.3 Cálculo do Coeficiente de Permeabilidade do Solo.....	57
4.4 Coleta de Óleo dos Poços para Análise .....	59
4.5 Cálculo do Coeficiente de Permeabilidade.....	60
4.6 Coleta de Amostras de Solo para o Ensaio da Densidade e Porosidade.....	61
4.7 Cálculo da Viscosidade do Óleo.....	62
4.8 Análises no Laboratório .....	63
4.8.1 Análise granulométrica.....	63

4.8.2	Ensaio da densidade e porosidade do solo .....	64
4.8.3	Análise de inorgânicos e orgânicos.....	66
4.8.3.1	<i>Metodologia analítica para metais pesados</i> .....	66
4.8.3.2	<i>Extração de orgânicos – semi-voláteis: hpa</i> .....	68
4.9	Valores de Referência .....	69
4.10	Determinação da Curva de Destilação Simulada de Frações de Petróleo .....	69
4.11	Mapas de Isoteros .....	70
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	70
5.1	Concentrações de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos.....	70
5.2	Concentrações de Metais Pesados .....	72
5.3	Mapa de Isoteros dos Metais Pesados .....	75
5.4	Simulação de Derrame de Óleo no Solo .....	92
5.4.1	Concentrações de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos.....	95
5.4.2	Concentrações de metais pesados.....	98
5.4.2.1	<i>Concentrações de metais pesados no solo</i> .....	98
5.4.2.2	<i>Concentrações de metais pesados no petróleo do campo de produção Fazenda Belém</i> .....	102
5.4.3	Análise de dados.....	102
5.5	Permeabilidade do Solo no Campo Fazenda Belém .....	105
5.6	Densidade e Porosidade do Solo no Campo Fazenda Belém.....	106
5.7	Granulometria do Solo do Campo Fazenda Belém .....	109
5.8	Curvas da Destilação Simulada.....	111
5.9	Cálculo da Massa de Óleo Evaporada .....	112
6	CONCLUSÃO .....	115
7	RECOMENDAÇÕES.....	117
	REFERÊNCIAS.....	118
	APÊNDICE A.....	124

## CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

O petróleo é muito importante na vida humana desde os primórdios da civilização. Na antiga Babilônia já se utilizava o asfalto para o assentamento de tijolos e o betume era largamente utilizado pelos fenícios na calefação de embarcações. Os egípcios o usaram na pavimentação de estradas, para embalsamar os mortos e na construção de pirâmides. Com o tempo tornou-se um produto de grande importância mundial.

Atualmente, o petróleo ainda fornece uma grande parte da energia mundial. Tornou-se fonte de vários produtos petroquímicos, sendo empregado na fabricação de solventes, óleos combustíveis, gasolina, óleo diesel, querosene, gasolina de aviação, lubrificantes, asfalto, plástico, cosméticos, entre outros. Embora existam novas fontes de energia como a energia solar, eólica, o biodiesel, e continuem as pesquisas de novas fontes renováveis de energia, ainda não existe matéria prima que o substitua na fabricação de todos esses produtos.

O transporte do petróleo por dutos ou navios pode ocasionar acidentes com derrame de óleo no solo ou na água. A velocidade de infiltração da massa de óleo depende do teor de água no solo, da vegetação, geologia do local, o clima, tamanho das partículas do solo, da permeabilidade e viscosidade do óleo. Óleos muito viscosos apresentam maior resistência à infiltração no solo.

As substâncias químicas podem ser degradadas, no meio ambiente, por processos químicos, como hidrólise e fotoxidação e bioquímicos. A estabilidade do óleo no meio ambiente está relacionada à sua estrutura, aos fatores ambientais como temperatura, nível de radiação solar e a concentração de matéria orgânica. São fatores que determinam a velocidade da degradação do óleo no solo.

Após acidentes envolvendo possível degradação ao meio ambiente, são avaliados os danos ambientais, de acordo com a proporção do problema, através de estudos de geoquímica que servem de base para a recuperação da área.

A área do estudo está localizada nos municípios de Aracati e Icapuí, no Estado do Ceará, no Campo de Petróleo Fazenda Belém, cuja área total é 173,92 Km<sup>2</sup>, distando aproximadamente 160 Km de Fortaleza. (Figura 1).

Esta dissertação tem como objetivo geral avaliar o comportamento do óleo cru do Campo de Petróleo Fazenda Belém em situações de derrame de óleo no solo, objetivos específicos, caracterizar o solo quanto à textura,

permeabilidade, porosidade, profundidade da infiltração do óleo cru, avaliar teores de metais pesados e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos no solo, antes e após derrame de óleo.

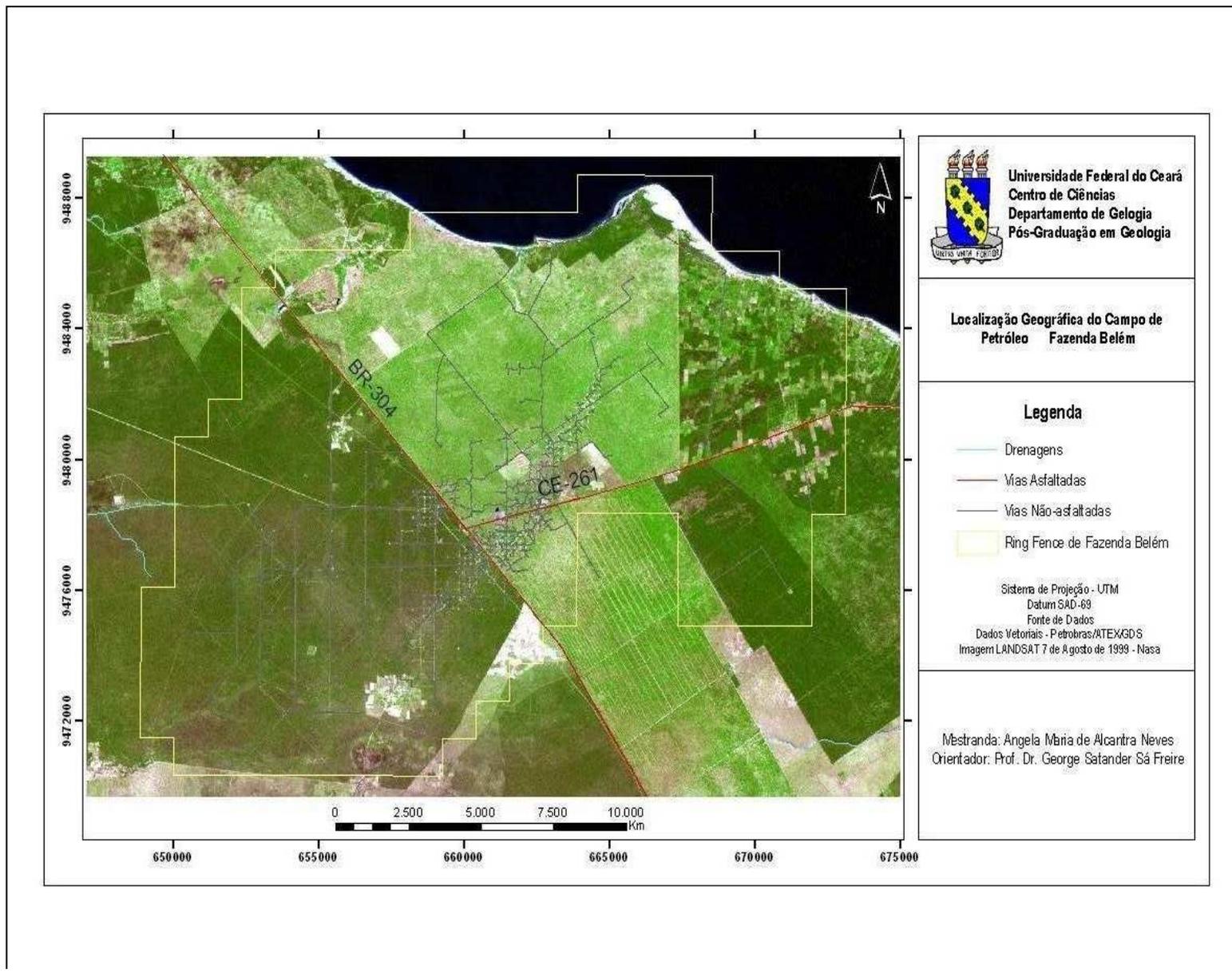


Figura 1 – Localização do Campo de Petróleo Fazenda Belém, nos municípios de Aracati e Icapui, Estado do Ceará. Imagem do Satélite Landsat 7 sobreposta ao modelo digital do terreno. Marcado *Ring Fence* do Campo.

## CAPÍTULO 2 – CONTEXTO GEOAMBIENTAL

### 2.1 Aspectos Físicos

#### 2.1.1 Classificação climática

A área do Campo Fazenda Belém enquadra-se na zona tropical, apresenta clima do tipo semi-árido, médias térmicas entre 32°C e 33°C e mínima de 23°C no período noturno, com chuvas nos meses de fevereiro a maio, segundo a Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos. (FUNCEME, 2006).

#### 2.1.2 Precipitação pluviométrica

O período chuvoso no Estado do Ceará, compreende os meses de fevereiro a maio, cerca de 75% das chuvas anuais. Segundo a FUNCEME, em 2006 na estação de Aracati, a precipitação pluviométrica nos meses de fevereiro, março, abril e maio foram de 97,6 mm, 192,2 mm, 340,5 mm, 238,2 mm, respectivamente (Gráfico 1). Os maiores índices pluviométricos ocorrem geralmente em abril. Na estação Peixe Gordo em Icapui, a maior precipitação pluviométrica em 2006, ocorreu no mês de abril, 353,6 mm. (Gráfico 2). Enquanto que a maior precipitação pluviométrica em 2007, no município de Aracati foi de 422,2 mm, também ocorreu em abril. (Gráfico 3).

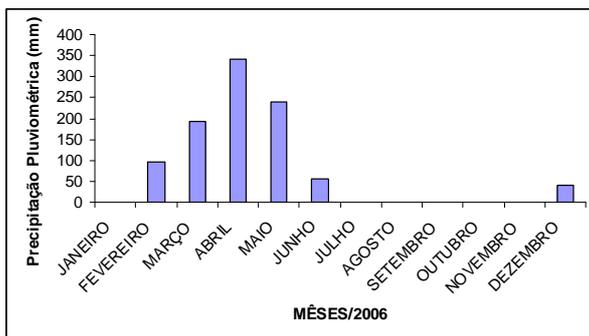


Gráfico 1– Índices Pluviométricos do ano de 2006 na Estação de Aracati.

Fonte: FUNCEME/2006

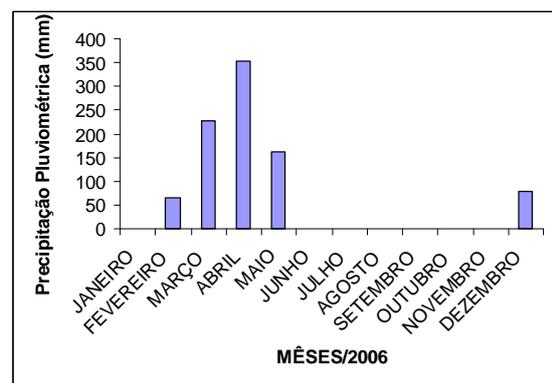


Gráfico 2 – Índices Pluviométricos do ano de 2006 na Estação de Peixe Gordo em Icapui.

Fonte: FUNCEME/2006

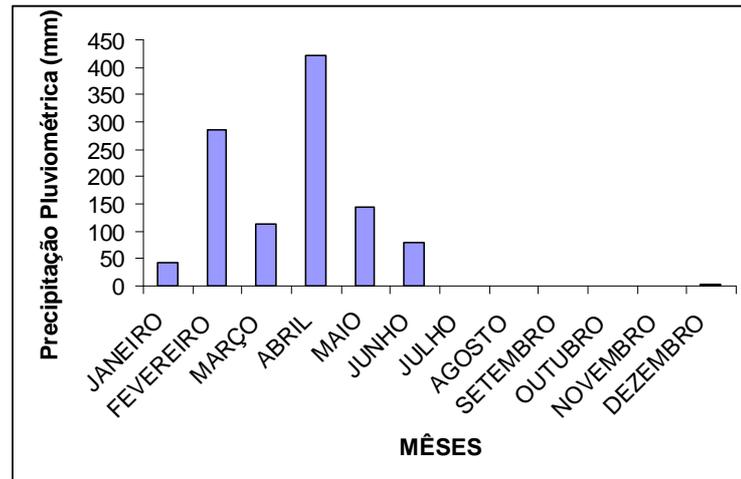


Gráfico 3 – Índice Pluviométrico do ano de 2007 na Estação de Aracati.  
Fonte: FUNCEME/2007

### 2.1.3 Vegetação

A vegetação no Campo Fazenda Belém é de caráter arbóreo-arbustivo e um estrato herbáceo. As principais espécies arbóreas são cajueiros (*Anarcadium occidentale*), catingueira (*Caesalpinia pyramidalis*), pau ferro (*Caesalpineia ferrea*), anjico (*Anademanthera microcarpa*), quixabeira (*Brumelia salorum*) e marmeleiro (*Croton sonderianus*). O estrato arbustivo apresenta altura variando entre 1 e 5 metros, sendo as principais espécies a catanduva (*Piptadenia monilliformis*), jurema de imbirá (*Mimosa malacocentra*) e mofumbo (*Cobretum leprosum*). O estrato herbáceo apresenta até 1 metro de altura caracterizado principalmente pelo cabeça de velho (*Borreria capitata*) e urtigas (*Loasa rupestris*).

### 2.1.4 Solos

Os solos são formados por sedimentos provenientes da desintegração mecânica ou decomposição química das rochas e refletem a sua composição química. Entre os vários horizontes de solo, geralmente as camadas mais argilosas apresentam maior capacidade de retenção dos elementos principais. (MARANHÃO, 1989).

No Campo de petróleo Fazenda Belém predominam os solos com Areias Quartzosas Distróficas e os Latossolos Vermelhos – Amarelos Distróficos. As Areias Quartzosas Distróficas são excessivamente drenadas, possuem composição

quartzosa, com baixos teores de argila, sem reservas de minerais primários. Tem cor vermelha, sendo freqüentes tons em amarelo. São solos profundos ou muito profundos, com baixo teor de argila (menos de 15%). Apresentam seqüências de horizontes AC, onde A se encontra com espessura de 10 a 20 cm, seguindo-se o horizonte C, de grande espessura, geralmente superior a 2 m, sendo distróficos com baixa saturação de bases ( $V < 50\%$ ), baixa soma de bases trocáveis (S), baixa saturação com alumínio. São fortes a moderadamente ácidos. Na maior parte da área do Campo Fazenda Belém, o solo é desenvolvido a partir dos arenitos da Formação Barreiras, predominando os “Latossolos Vermelhos–Amarelos Distróficos”. Correspondem a solos com avançado grau de intemperismo, e intensa lixiviação, predominando argilo–minerais do tipo 1:1, como as caolinitas, que justifica a fraca retenção de bases, teores de óxidos de ferro elevados, e consideráveis quantidades de óxidos de alumínio. Apresenta textura fina a média. São facilmente erodidos na forma de voçoroca, por possuírem estrutura fraca principalmente no horizonte A. Geralmente são profundos a muito profundos, sendo rasos, nos locais onde a Formação Jandaíra ocorre próxima a superfície. São solos de baixa fertilidade natural e fortemente ácidos. (Figura 2).



Figura 2 – Latossolo Vermelho-Amarelo Distrófico, originado do arenito da Formação Barreiras no ponto de amostragem MA-01. Campo petrolífero Fazenda Belém.

## 2.2 Aspectos da Geologia Regional

A área da pesquisa está inserida na bacia sedimentar Potiguar, localizada no Nordeste do Brasil, no Estado do Rio Grande do Norte, com uma pequena porção no Estado do Ceará, onde as áreas emersas e submersas representam,

respectivamente, uma superfície de 22.500 Km<sup>2</sup> e 26.500 Km<sup>2</sup>, abrangendo plataforma e talude continentais.

A origem dessa bacia data do Cretáceo Inferior, cerca de 140 milhões de anos, quando o supercontinente *Gondwana*, formado entre o final do Proterozóico Superior e início do Fanerozóico (800 – 500 Ma), começou a se fragmentar dando origem às placas tectônicas da África e da América do Sul e individualizando o Oceano Atlântico Sul. O processo de separação dessas placas gerou várias bacias no embasamento cristalino do Nordeste Brasileiro, sendo denominadas de província Borborema. Dentre elas está a Bacia Potiguar.

A Bacia Potiguar está limitada ao norte pelo Oceano Atlântico, a nordeste pelo Alto de Touros, recoberto pelas rochas da Formação Barreiras, a noroeste pelo Alto de Fortaleza, constituído principalmente por rochas do embasamento cristalino, situado na divisa entre a bacia do Ceará, e ao sul pelas rochas ígneas e metamórficas do embasamento cristalino. (Figura 3).

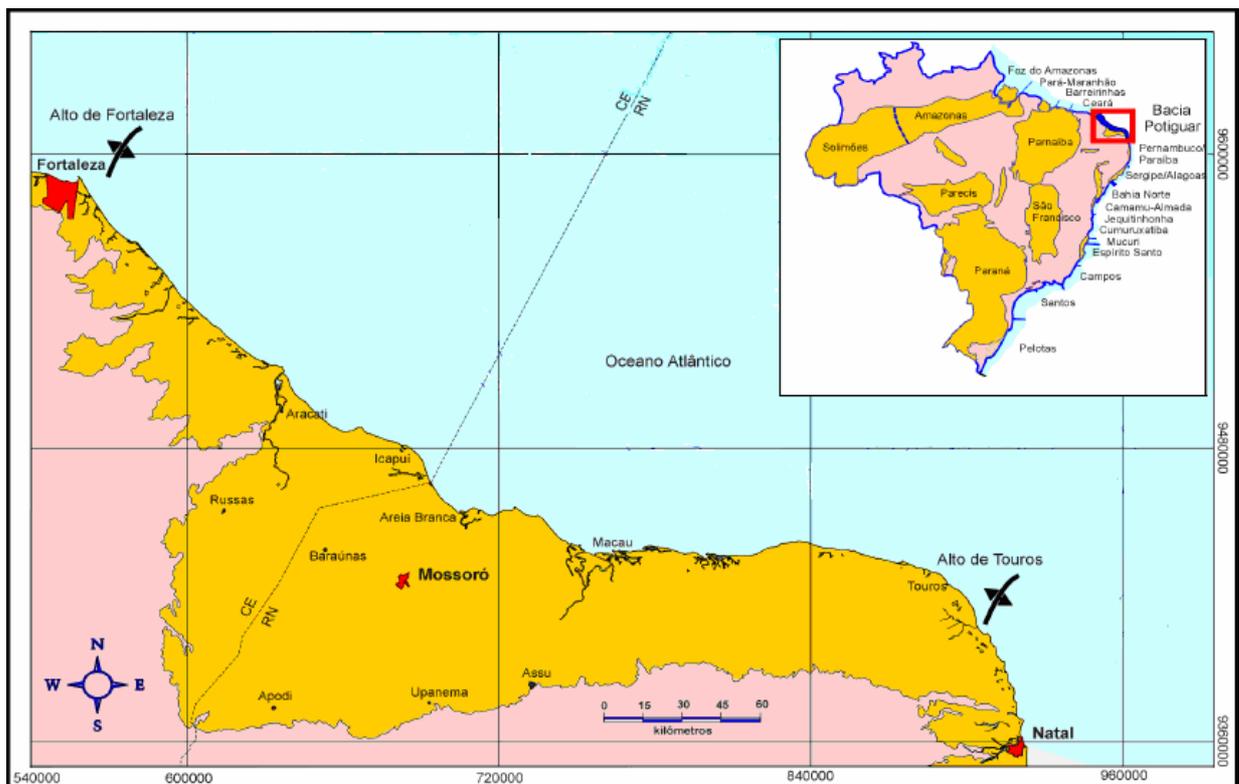


Figura 3 – Localização da Bacia Potiguar.  
Fonte: Modificado de SOARES, 2006.

### 2.2.1 Aspectos da Geologia Estrutural Regional

Segundo Soares et al. (2003), o arcabouço estrutural da Bacia Potiguar é constituído essencialmente de quatro feições morfoestruturais relacionados a grandes eventos que a atingiram: *grabens* e altos internos, relacionados à fase de estiramento crustal (fase *rift*); plataformas rasas do embasamento e talude, estas relacionadas à fase de deriva continental. Na porção emersa da bacia, os *grabens* de Apodí, Umbuzeiro, Guamaré e Boa Vista apresentam direção geral NE-SW, limitados por falhas assimétricas com grande rejeito, flanqueados pelas plataformas rasas de Aracati (a oeste) e Touros (a leste) que são preenchidas por sedimentos do Aptiano e Cretáceo Superior, que são as Formações Açú e Jandaíra. Os altos internos de Quixaba, Macau e Serra do Carmo são feições sub-aflorantes do embasamento e separam os principais *grabens*. Na porção submersa, a direção predominante das feições estruturais é NW-SE, resultado de uma tectônica transtensional dextral em resposta ao processo de separação continental América do Sul-África. (Figura 4).

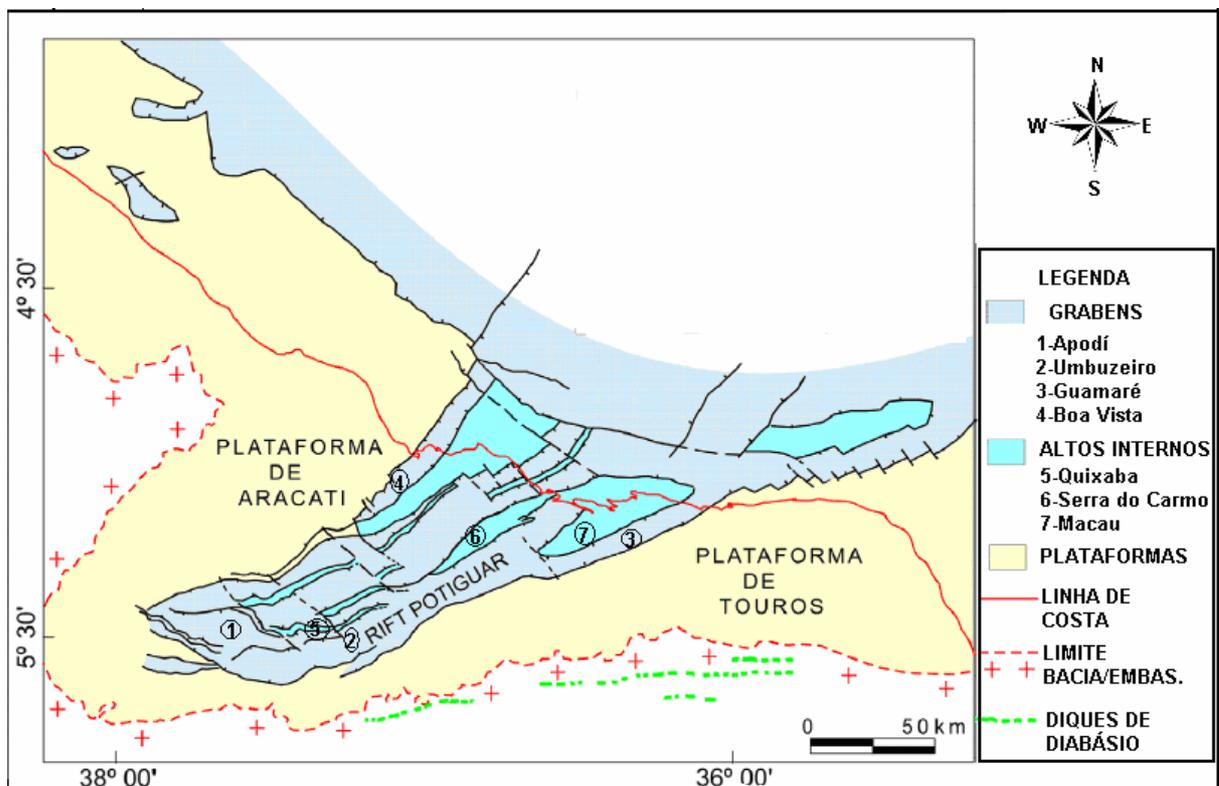


Figura 4 – Mapa do arcabouço tectônico do embasamento da bacia Potiguar.  
Fonte: Adaptado de SOARES et al, 2003.

Segundo Françoline e Szatmari (1987), a origem da bacia insere-se no contexto da evolução da margem equatorial atlântica, cujo início deu-se no final do Jurássico. A rotação diferencial dextral entre as placas Sul Americana e Africana gerou na província da Borborema, um regime de esforços com distensão norte-sul e compressão leste-oeste, desenvolvendo diversas bacias *rift* sob regimes transtensional (como o *rift* Potiguar) e transpressional.

Matos (1987) e Chang et al. (1988), identificaram três estágios tectônicos importantes o *Sin-Rift I*, *Sin-Rift II* e *Sin-Rift-III*, ocorridos durante o início da fragmentação do Supercontinente *Gondwana*.

No Neojurássico ocorreu o estágio *Sin-Rift I* com a deposição de clásticos na Depressão Afro-Brasileira, quando iniciou a deformação distensional. No estágio *Sin-Rift II* (Neoberriasiano/Eobarremiano) foram desenvolvidas as bacias *rift* intracontinentais controladas por falhas de rejeito preferencialmente normal, definindo meio-grábens assimétricos. Neste período foi gerado todo o sistema de *rifts* cretáceos do Nordeste brasileiro. No estágio *Sin-Rift III* (Neobarremiano/Eoaptiano), o processo distensivo começou a concentrar a deformação ao longo da margem continental e ocasionou grande mudança na cinemática *rift*. Este evento provocou um deslocamento do eixo de rifteamento para a porção submersa da Bacia Potiguar, ao mesmo tempo em que causou um levantamento e erosão (discordância do topo da seção Neocomiana/ Eobarremiana) na porção emersa, que se comporta como uma ombreira do novo *rift*. (SOARES; ROSSETTI, 2005).

A deposição dos sedimentos da Formação Alagamar da seqüência neo-aptiana sobre uma discordância regional representou o final da fase *rift* e início da subsidência termal.

### **2.2.2 Estratigrafia**

O preenchimento sedimentar da bacia relaciona-se intimamente com as diferentes fases de sua evolução tectônica. (BERTANI *et al.*, 1990). Ocorreu nas fases *Rift*, Transicional e *Drift* em duas seqüências, Transgressiva e Regressiva.

A carta estratigráfica proposta por Souza (1982) e Lima Neto (1989) apud Araripe e Feijó (1994), foi adaptada por Araripe e Feijó (1994) e modificada por Soares (2003). (Figura 5).



O Grupo Areia Branca é constituído pelas Formações Pendência, Pescada e Alagamar. A Formação Pendência foi depositada na fase *rift*, como depósitos flúvio-deltáicos, lacustres e nas escarpas depositaram-se leques aluviais constituídos por arenitos grossos a finos com intercalações de folhelhos e siltitos. A Formação Pescada está representada principalmente por arenitos médios a finos, com intercalações de folhelho e siltito, constituindo uma cunha clástica sintectônica, depositada em leques aluviais associados com sistemas flúvio deltáicos, pelitos, lacustres e turbiditos. A Formação Alagamar representa a seqüência transicional pós-*rift* (Aptiano/Albiano), constituída por dois membros, Membro Upanema, basal, arenoso, depositado em ambiente flúvio-deltáico, e Membro Galinhos, superior, constituído por folhelhos e calcilutitos, separados por uma seção pelítica, de um sistema lagunar, constituídos de folhelhos pretos e calcilutitos ostracoidais denominada de Camada Ponta do Tubarão.

O Grupo Apodi constituído pelas Formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra, representam à Seqüência Transgressiva da fase Drift. A Formação Açú, depositada na seqüência flúvio-marinha transgressiva, é composta de arenitos finos a conglomerados nas porções inferior e média, encontrando-se sobrepostos por arenitos finos gradando a argilitos e folhelhos, em dois grandes ciclos granodecrescentes ascendentes. A Formação Ponta do Mel (plataforma carbonática) é constituída por calcarenitos, doloespátitos, arenitos finos a médios, calcilutitos e folhelhos, interdigitando-se com a Formação Açú na parte litorânea. A Formação Quebradas ocupa posição intermediária entre os arenitos Açú e os pelitos distais albo-cenomaniãos Ubarana, com os quais se interdigita lateralmente, constituída por arenito fino, folhelho e siltito, composto pelos membros Redonda e Porto do Mangue. (ARARIPE e FEIJÓ, 1994). A Formação Jandaíra (plataforma carbonática) de idade Cretácea Superior, é constituída por calcários dolomíticos, calcarenito e calcilutito, fossilíferos, com coloração predominante creme e cinza.

A Seqüência Regressiva é composta por arenitos, carbonatos de plataforma e folhelhos marinhos rasos e profundos com intercalações de turbiditos. Essa seqüência é representada pelo Grupo Agulha composto pelas Formações Ubarana, constituída de uma espessa seção de folhelhos com lentes de arenito e raros conglomerados, estes últimos em turbiditos, ocorre do Albiano até o Recente, tendo sido intensamente erodida. A Formação Guamaré é composta de calcarenitos bioclásticos e calcilutitos. Apresenta freqüentes intercalações com a Formação

Tibau, que é representada por intercalações de diamictitos, calcarenitos, argilitos e arenitos sendo depositada do Meso-campaniano ao Recente. A Formação Serra do Martins é constituída por arenitos conglomerados imaturos localizados no topo da Serra de Mossoró e sobre platôs pré-cambrianos ao sul da Bacia Potiguar; suas litologias são correlacionáveis ao mesmo evento regressivo que gerou as formações Tibau/Guamaré. A Formação Barreiras é constituída por arenitos mal selecionados, com variações faciológicas, tanto horizontais como verticais, para fácies argilosas a conglomeráticas de cores vermelha, amarela e cinza, de idade Terciária e Quaternária, está sobreposta a Formação Jandaíra.

Segundo Araripe e Feijó (1994), três eventos ígneos básicos afetaram a Bacia Potiguar originando as Formações Rio Ceará-Mirim, do Cretáceo Inferior. Essa formação é constituída por dique de diabásio, com orientação aproximadamente leste-oeste, que corta o embasamento na parte meridional da bacia e os sedimentos vulcano-clásticos básicos da Formação Pendência. A Formação Serra do Cuó (Cretáceo Superior), ocorre como soleiras de diabásio, de idade entre 85 a 90 M.a. A Formação Macau (Paleoceno/Mioceno), atinge até 1.500 metros nos *canyons* de Agulha e Ubarana na parte submersa da bacia, está representada por derrames de olivina-basalto, derivados de atividades vulcânicas do tipo fissural e pontual (no embasamento).

Sedimentos Praiais/Aluviais (SPA) são depósitos pré-holocênicos e holocênicos de origem aluvial, fluvial, marinha e eólica, bem como lacustre e flúvio-estuarina que ocorre na parte emersa da bacia.

### **2.3 Geologia Local**

O Campo Fazenda Belém está localizado no extremo oeste da bacia sedimentar Potiguar, contexto da Plataforma de Aracati, onde uma seção sedimentar pós-aptiana capeia uma extensa área do embasamento cristalino. (SOUSA, 2002). Na área estudada afloram as rochas da Formação Barreiras e sub-afloram as rochas da Formação Jandaíra, em parte do campo. (Figura 6).

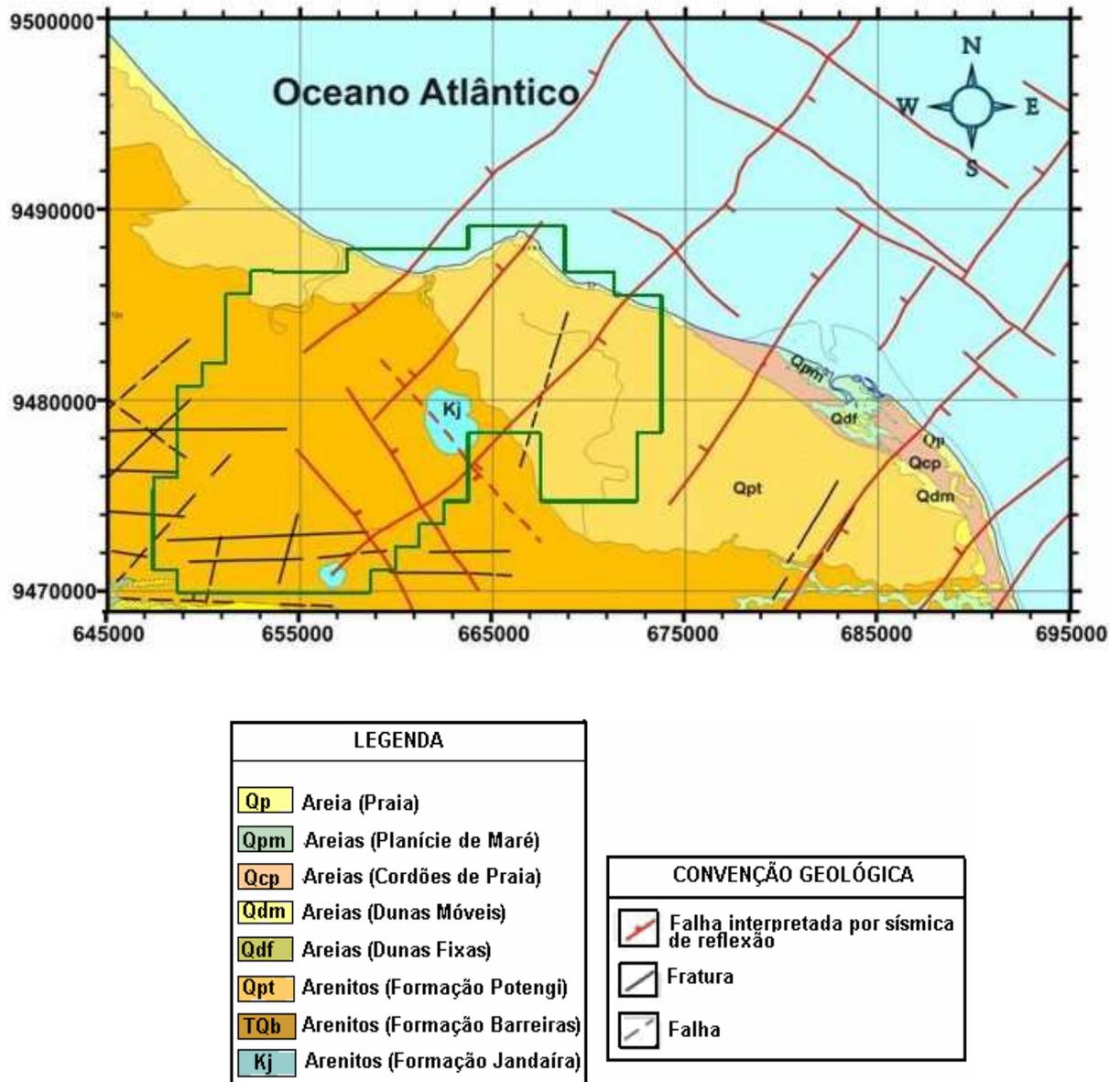


Figura 6 – Mapa geológico-estrutural da região do Campo Fazenda Belém, marcado o *Ring Fence* do campo.

Fonte: Adaptado de Xavier (2006).

A Formação Barreiras é constituída por depósitos clásticos, argilo-arenosos e arenitos avermelhados, pouco consolidados, de granulação fina, em alguns locais, média a conglomerática, localmente com intercalações de níveis argilosos. No município de Icapuí ocorre afloramento dessa formação. (Figura 7).



Figura 7– Afloramento de rocha da Formação Barreiras, próximo à praia de Redonda no município de Icapuí/Ceará.

As rochas da Formação Barreiras recobrem discordantemente os calcários da Formação Jandaíra (Cretáceo), constituída por carbonatos marinhos, calcários dolomíticos, calcilutitos bioclásticos e calcarenitos. Estes depósitos apresentam coloração predominantemente creme, fraturados, com bancos fossilíferos (moluscos, algas verdes, briozoários, equinóides) e localmente com intercalações de argilitos. (Figura 8).



Figura 8 – Calcário da Formação Jandaíra no Campo Fazenda Belém.

## **2.4 Geomorfologia**

A região apresenta duas unidades geomorfológicas principais, os tabuleiros pré-litorâneos e a planície litorânea.

### **2.4.1 Tabuleiros Pré-litorâneos**

Esta unidade é caracterizada pela predominância do relevo de forma tabular, com separação entre os topos por vales de fundo chato, sendo formados por uma cobertura arenosa de aproximadamente 1,0 metro, de cores branca, creme ou vermelha e estende-se por uma faixa contínua de cerca de 700 km ao longo do litoral dos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco. Possuem largura média de 50 Km, atingindo o máximo de 150 Km do divisor dos rios Jaguaribe e Apodí. Têm altitude média entre 70 e 100 metros, sendo mais elevadas entre o litoral norte e Ponta de Touros (RN), onde observa-se presença de altitudes superiores a 200 metros. São formados por rochas da Formação Barreiras com espessura variando de dois a seis metros, com mergulho predominante para E e N.

O relevo predominante no setor localizado entre a foz do rio Jaguaribe e o extremo norte do município de Aracati, apresenta-se dissecado em interflúvios tabulares com extensão de até 3.750 metros. Já no setor que se estende até a foz do rio Piranhas ou Açu (RN), apresenta diferentes intensidades de dissecação.

A principal unidade geomorfológica do campo de Fazenda Belém são os tabuleiros pré-litorâneos. Nesse campo a topografia apresenta curvas de nível entre 15 e 95 metros, com declividade entre 0 e 5%.

Os tabuleiros pré-litorâneos apresentam forma nivelada pelo topo, em morfologia plana ou de ondulações leves. (Figuras 9 e 10).

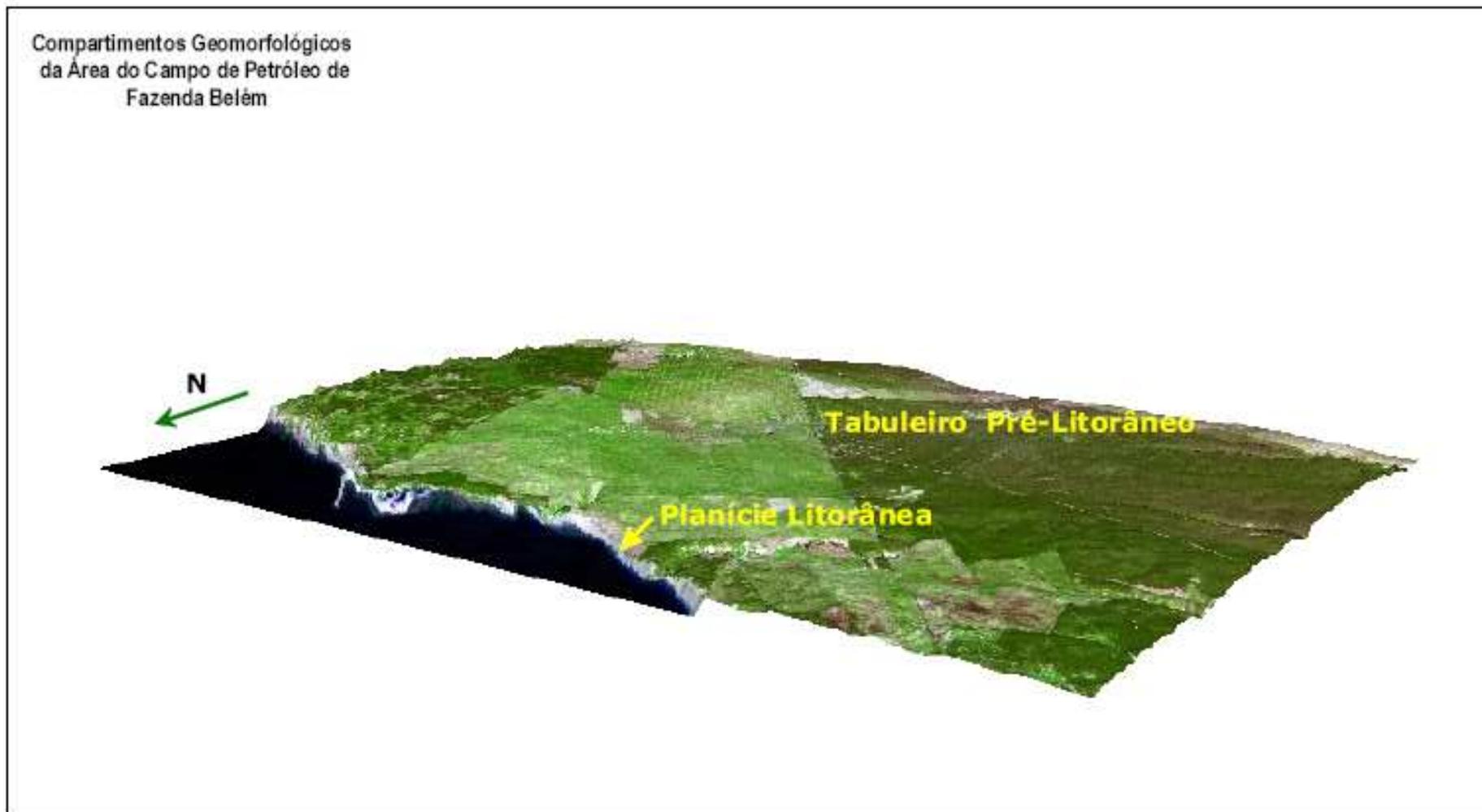


Figura 9 – Imagem do satélite Landsat 7 sobreposta ao modelo digital do terreno realçando as unidades de relevo. Campo de petróleo Fazenda Belém.



Figura 10 – Tabuleiros pré-litorâneos no campo de petróleo Fazenda Belém.

#### **2.4.2 Planície litorânea**

Esta unidade, sobreposta aos Tabuleiros Pré-litorâneos, inclui os campos de dunas, as planícies marinhas e flúvio-marinhas. Estende-se pelo litoral do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco. Campo de duna são as dunas móveis e fixas que ocorrem na mesma célula costeira. As falésias dominam o litoral leste do estado do Ceará, no trecho entre Icapuí e Canoa quebrada, por isso os campos de dunas são raros, sendo presentes no topo de falésia e dunas em rampas ascendentes. Na praia de Ponta Grossa, município de Icapuí, ocorre falésia formada por rochas da Formação Barreiras. (Figura 11).

As planícies flúvio-marinhas são superfícies planas de um estuário, situadas entre os níveis médios da maré baixa de sigízia e da maré alta equinocial. Nestas planícies encontram-se os manguezais.



Figura 11 - Falésia constituída por rochas da Formação Barreiras na praia de Ponta Grossa no município de Icapuí/Ceará.

### CAPÍTULO 3 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A palavra petróleo é originada do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo). Apresenta-se, no estado líquido, como uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro. (THOMAS, 2001).

O petróleo é um produto de grande importância mundial, fornece uma grande parte da energia mundial utilizada no transporte, sendo também, empregado na fabricação de solventes, óleos combustíveis, gasolina, óleo diesel, querosene, gasolina de aviação, lubrificantes, asfalto, plástico, cosméticos, entre outros. Atualmente, existem novas fontes de energia renováveis como energia eólica, energia solar, biodiesel, mas ainda não existe substituto para o petróleo em todos os produtos em que ele é empregado.

O petróleo é constituído, principalmente, por hidrocarbonetos que são compostos químicos formados por átomos de carbono (C) e de hidrogênio (H). O petróleo bruto possui frações leves que formam os gases e frações pesadas, que formam o óleo cru.

No mundo, existem diferentes tipos de petróleo de acordo com as propriedades físicas e químicas que apresentam e o percentual de hidrocarbonetos na composição.

O óleo cru, típico, possui em sua composição aproximadamente 3% de metais.

A avaliação de risco ambiental de áreas impactadas por petróleo é muito importante para a definição das ações corretivas e recuperação da área. Avaliar o risco potencial que o composto químico presente numa área impactada, possa causar à saúde humana e ao meio ambiente, requer uma metodologia que considere as características geológicas, geoquímicas e hidrogeológicas da região.

O conhecimento da textura, permeabilidade, profundidade de infiltração do óleo, teores de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) e metais no solo, bem como as características do óleo derramado, funcionam como embasamento científico para tomada de decisões para recuperação da área.

### 3.1 Hidrocarbonetos

Os hidrocarbonetos são classificados, de acordo com a estrutura, em saturados, insaturados e aromáticos. Hidrocarbonetos saturados são os alcanos ou parafinas, com átomos de carbono unidos somente por ligações simples. Possuem fórmula geral:



podendo ser de cadeias lineares, ramificadas ou cíclicas, tendo como exemplos o metano ( $\text{CH}_4$ ) e pentano ( $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$ ), parafinas normais de cadeias lineares; isobutano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) e isopentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), parafinas ramificadas; ciclopropano ( $\text{C}_3\text{H}_6$ ) e ciclobutano ( $\text{C}_4\text{H}_8$ ), hidrocarbonetos cíclicos em que as ligações dos átomos de carbono formam anéis. Os Hidrocarbonetos insaturados ou olefinas apresentam dupla ou tripla ligação carbono-carbono. Os Alcenos apresentam fórmula geral:



e dupla ligação carbono-carbono ( $\text{>C=C<}$ ), tendo o eteno ( $\text{CH}_2 = \text{CH}_2$ ) como exemplo. Cicloalcenos possuem cadeia cíclica com uma ligação dupla, de fórmula geral:



Os Alcinos apresentam na sua molécula uma ligação tripla carbono-carbono ( $\text{-C}\equiv\text{C-}$ ), exemplo o etino(acetileno)( $\text{C}_2\text{H}_2$ ). Os Cicloalcinos são hidrocarbonetos com cadeia cíclica com uma ligação tripla de fórmula geral:



Os hidrocarbonetos aromáticos são compostos químicos baseados na molécula de benzeno  $\text{C}_6\text{H}_6$  e apresentam odor característico. Esses compostos são formados por ligações simples e duplas alternadas em anéis com seis átomos de carbono. Os Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPAs) são compostos com estrutura de dois ou mais anéis aromáticos, de cinco ou seis carbonos condensados. O naftaleno possui dois anéis de benzeno condensados de forma linear e o antraceno, três. Esses são os mais importantes.

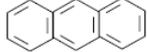
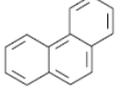
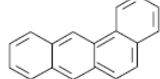
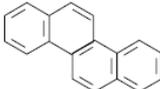
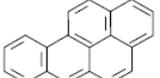
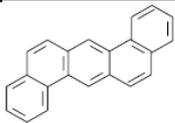
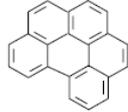
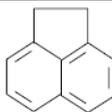
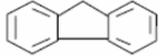
As parafinas são praticamente inertes no meio ambiente. Os hidrocarbonetos insaturados constituem um grupo extremamente reativo, dificilmente

são preservados na natureza, embora sejam biologicamente metabolizados em grande quantidade, (THOMAS, 2001).

Os óleos derramados no solo apresentam comportamentos diferentes dependendo da composição química do petróleo e dos processos que atuam no ambiente, como evaporação, foto-oxidação e a interação entre o óleo e os sedimentos. Isso contribui para a redução da concentração dos diferentes tipos de compostos, modificando as características químicas e físicas do petróleo. Na maioria das águas e sedimentos, os HPAs podem ser evaporados ou degradados por exposição à luz solar. O volume de óleos leves e médios derramados é reduzido através da evaporação.

Nos casos de ocorrência de derrame de óleo no solo, a área deverá ser avaliada para verificar a existência de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos e metais pesados. Geralmente, são coletadas amostras de solo para análise de 16 tipos de HPAs recomendados pelo Environmental Protection Agency (EPA), naftaleno, acenafteno, fluoreno, fenantreno, antraceno, fluoranteno, benzo(a) antraceno, criseno, benzo(b)fluoranteno, pireno, benzo(k)fluoranteno, benzo(a) pireno, dibenzo(a,h)antraceno, benzo(g,h,i)perileno, acenaftileno e indeno(1,2,3 - cd) pireno. A tabela 1 apresenta a estrutura molecular de alguns hidrocarbonetos policíclicos aromáticos.

Tabela 1 – Estrutura molecular de alguns hidrocarbonetos policíclicos aromáticos

Estrutura	Fórmula Molecular	Nome	Abreviatura	Peso Molecular u.m.a	Ponto de Fusão (°C)	Ponto de Ebulição (°C)
	C10H8	Naftaleno	N	128,17	81	217,9
	C14H10	Antraceno	A	178,23	216,4	342
	C14H10	Fenantreno	Fe	178,23	100,5	340
	C16H10	Pireno	Pi	202,26	150,4	393
	C18H12	Benzo(a)Antraceno	BaA	228,29	160,7	400
	C18H12	Criseno	Cri	228,29	253,8	448
	C20H12	Benzo(a)Pireno	BaP	252,32	178,1	496
	C22H14	Dibenzo(a,h)Antraceno	DiBahA	278,35	266,6	524
	C22H12	Benzo(g,h,i)perileno	BgP	276,34	278,3	545
	C12H8	Acenafileno	Ace	152,2	92-93	
	C12hH10	Acenafteno	Ac	154,21	95	279
	C13H10	Fluoreno	FI	166,22	115-116	295

Fonte: Autoria própria (2007).

Na maioria dos óleos, os compostos saturados são predominantes e são mais suscetíveis à evaporação e à dispersão. Os compostos aromáticos de baixo peso molecular são parcialmente solúveis em água, mas evaporam rapidamente após um derrame, enquanto os de peso molecular mais elevado são relativamente, de baixa volatilidade, solubilidade em água, baixa mobilidade no solo e na água subterrânea. As propriedades químicas e físico-químicas dos HPAs são, em grande

parte, determinadas por seus sistemas de duplas conjugados, que variam com o número de anéis e portanto, com suas massas moleculares. (COSTA, 2001).

### 3.2 Metais Pesados

Os metais pesados estão presentes naturalmente no solo, algumas substâncias como alumínio, arsênio, antimônio, bário, cálcio, cádmio, cobalto, cobre, cromo, chumbo, ferro, manganês, molibdênio, níquel, selênio, titânio, vanádio, zinco, dentre outras. O arsênio e o antimônio são semi-metais, o selênio é ametal, e os outros são metais. Estes elementos são denominados metais pesados por possuírem densidade maior que  $5 \text{ mg/cm}^3$ . O aumento das concentrações desses elementos no solo pode ocorrer por processos naturais ou por atividades antropogênicas. O grau de intemperismo, a lixiviação e a composição química da rocha de origem contribuem naturalmente para o aumento da concentração de metais pesados no solo.

Os solos apresentam aproximadamente a composição química das rochas subjacentes. De um modo geral, as camadas argilosas possuem maior capacidade de retenção dos elementos principais. (MARANHÃO, 1989).

As propriedades físico-químicas dos solos devem-se principalmente à superfície específica elevada das partículas e à alta reatividade química, apresentada pelos componentes da fração de argila. Esta, em geral, é constituída por minerais de alumínio cristalino e/ou amorfo, óxido de ferro e matéria orgânica. (MANCILHA, 2006, p. 17).

Os argilo-minerais apresentam um caráter coloidal e cargas líquidas negativas, saturadas por diversos cátions. Geralmente, essas características são devidas a certas propriedades estruturais da fase dispersa, tais como tamanho, forma e área superficial das partículas sólidas. As areias média e grossa são menos eficientes, nos processos químicos, pois se constituem de partículas maiores de quartzos, partículas com menores áreas específicas disponíveis para reações de superfície. (MANCILHA, 2006).

Os solos são compostos principalmente por partículas pequenas provenientes das rochas expostas ao intemperismo, que são os silicatos minerais. Estes minerais são formadas por estruturas poliméricas, nas quais a unidade fundamental é constituída por um átomo de silício rodeado por um conjunto tetraédrico constituído por quatro átomos de oxigênio; cada um desses oxigênios

está ligado por sua vez a um outro silício, e assim por diante, sendo a estrutura resultante um retículo estendido. (BAIRD, 2006).

Em certas estruturas dos silicatos, alguns vazios tetraédricos podem ser ocupados por íons alumínio  $\text{Al}^{3+}$ , a carga negativa extra de tais retículos permanece neutralizada pela presença de outros cátions, como  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ .

Alguns metais ocorrem no petróleo como arsênio, antimônio, bário, cobre, cobalto, chumbo, cromo, ferro, manganês, molibdênio, níquel, vanádio, zinco, dentre outros, sendo o níquel e o vanádio os de maior incidência.

Os compostos organo–metálicos tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

As trocas iônicas representam as principais interações com o solo, e estão diretamente relacionadas com a fração de argila e silte. (GABARDO et al., 2006). Alguns solos são eletronegativos e adsorvem cátions, como os metais. Solos argilosos adsorvem mais cátions do que os arenosos.

### 3.3 Valores de Referência de Qualidade Nacionais e Internacionais

As áreas presupostas poluídas são avaliadas comparando-se os resultados das análises com listas de valores limite ou valores de referência, que servem como orientação. As listas de valores limite representam um auxílio orientativo na avaliação de dados medidos. Na minoria dos casos é tomada uma decisão de recuperação somente com base nas ultrapassagens destes valores limite. Algumas “listas de valores limite” baseiam-se em valores de referência regionalmente predominantes. Isto deve ser observado na aplicação de listas de valores limite do exterior. (SCHIANETZ, 1999).

O Conselho Canadense de Ministros do Meio Ambiente (1996) estabeleceu o *Guidelines*, valores baseados em estudos toxicológicos com vistas a efeitos deletéricos na saúde humana, a partir do teor total de cada elemento nas amostras.

A Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) determinou valores de referência baseado em análise de 13 tipos de solos existentes no Estado de São Paulo. Valor de Referência de Qualidade (VRQ) é a concentração de determinada substância no solo ou na água subterrânea, que define um solo como limpo ou a qualidade natural da água subterrânea, e é

determinado com base em interpretação estatística de análises físico-químicas de amostras de diversos tipos de solos e amostras de águas subterrâneas de diversos aquíferos do Estado de São Paulo. (CETESB, 2005).

Os valores de referência para solos no Estado da Flórida (EUA) foram determinados por Chen *et al.*(1999), apresenta concentrações de Background de metais pesados (As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb, Se e Zn) e são referentes ao valor da mediana de um conjunto de 210 análises provenientes da amostragem em perfis de sete tipos de solos.

O Ministério da Habitação, Planejamento e Meio Ambiente da Holanda (1994), estabeleceu valores de referência de qualidade para solos que indicam o nível de qualidade para um solo considerado “limpo”, considerando sua multifuncionalidade e o teor total do elemento no solo.

Fadigas (2002) determinou as concentrações de cádmio (Cd), cobalto (Co), cobre (Cu), níquel (Ni), chumbo (Pb) e zinco (Zn) dos horizontes A, B de 195 amostras de solo obtidas da soloteca da Embrapa (RJ), coletadas entre 1992 e 1997 correspondentes a 83 perfis de solo de diferentes regiões do Brasil.

A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (U.S. EPA, 1996) determinou os valores genéricos para solos Soil Screen Levels (SSL's), derivados de modelos padronizados de exposição humana, segundo as vias de ingestão de solo, inalação de voláteis e/ou particulados e ingestão de água subterrânea contaminada, sob o cenário de ocupação residencial do solo. Os valores orientadores são utilizados para identificar concentrações de contaminantes no solo. Segundo a legislação americana, as concentrações inferiores a esses valores não representam risco a saúde humana.

### **3.4 Infiltração, Porosidade e Permeabilidade do Solo**

A avaliação de uma área com suspeita de contaminação é determinada levando em consideração diversos fatores como os tipos de contaminantes, os teores presentes, porosidade, permeabilidade, velocidade de percolação no solo.

O solo é um material constituído por um conjunto de partículas sólidas, deixando entre si vazios que poderão estar parcial ou totalmente preenchidos pela água (ou outro líquido). É, pois, no caso mais geral, um sistema disperso formado por três fases: sólida, líquida e gasosa. (CAPUTO, 1981).

A infiltração é a passagem de um fluido da superfície para o interior do solo. Esse processo depende do líquido disponível para infiltrar, da natureza do solo, do estado da superfície, da quantidade de água e ar presentes no interior desse solo. À medida que a água ou outro fluido infiltra pela superfície, as camadas superiores do solo vão umedecendo de cima para baixo, alterando gradativamente o perfil de umidade até atingir a saturação. Nem todo líquido é drenado para as camadas mais profundas do solo, depende da sua densidade, viscosidade e evaporação. Alguns fatores interferem na infiltração do solo, tais como, as características do líquido, o tipo de solo, umidade, porosidade, permeabilidade e temperatura do líquido. A umidade de um solo ( $h$ ) é a razão entre o peso da água contida num certo volume de solo ( $P_a$ ), e o peso da parte sólida seca existente neste mesmo volume ( $P_s$ ), expressa em porcentagem. (CAPUTO, 1981). A umidade do solo é calculada pela fórmula:

$$h\% = P_a / P_s \times 100. \quad (3.5)$$

O solo apresenta parcela de vazios que depende da distribuição do tamanho da granulometria e da forma das partículas. A porosidade de um solo ou rocha pode ser definida como a razão entre o volume de vazios e o volume total de uma amostra expresso em porcentagem, calculada pela fórmula:

$$p = V_v / V_t \times 100, \quad (3.6)$$

onde  $p$  é a porosidade,  $V_v$  é o volume de vazios e  $V_t$  é o volume total da amostra. A porosidade varia de acordo com o tamanho dos grãos. A porosidade tende a ser mais elevada em solos ou rochas com grãos de tamanho uniformes, e será menor se os grãos forem de tamanho variado, pois os grãos pequenos ocupam o espaço vazio entre os grandes. Solos com granulometria fina apresentam menos espaços vazios.

O índice de vazios ( $e$ ) é a razão entre o volume de vazios ( $V_v$ ) e o volume da parte sólida de um solo ( $V_s$ ). O índice de vazios pode ser calculado pela fórmula:

$$e = V_v / V_s. \quad (3.7)$$

O grau de saturação de um solo é a porcentagem de água, ou outro líquido, contida nos seus vazios, pode ser determinado pela fórmula

$$S\% = V_a / V_v \times 100, \quad (3.8)$$

onde S é o grau de saturação, Va é o volume da água ou outro líquido e Vv é o volume de vazios.

A permeabilidade é a medida da capacidade de uma rocha ou solo permitir o fluxo de fluídos e depende da textura e estrutura do solo. O coeficiente de permeabilidade K representa a maior ou menor facilidade de passagem de um fluído através de seus vazios. Quanto maior o coeficiente de permeabilidade, maior o fluxo de fluído que escoar pelos vazios do solo. O coeficiente de permeabilidade varia em função da granulometria do solo. (Tabela 2).

Tabela 2 – Coeficiente de permeabilidade para diferentes tipos de solo

Tipo de solo	Coeficiente de permeabilidade-K (m/s)
Saibro	$10^{-1} - 10^{-2}$
Areia	$10^{-3} - 10^{-5}$
Areia fina (siltosa, argilosa)	$10^{-6} - 10^{-9}$
Argila	$< 10^{-9}$

Fonte: BOJAN, 1999

O coeficiente de permeabilidade varia para solos fortemente permeáveis a pouco permeáveis. (Tabela 3).

Tabela 3 – Classes de permeabilidade do solo

Classes de permeabilidade do solo	Coeficiente de permeabilidade (m/s)
Fortemente permeáveis	$> 10^{-4}$
Permeáveis	$10^{-4}$ até $10^{-6}$
Fracamente permeáveis	$10^{-6}$ até $10^{-9}$
Muito pouco permeáveis	$< 10^{-9}$

Fonte: BOJAN, 1999

### 3.5 Produção de Óleo e Água

Um poço de petróleo pode produzir simultaneamente água e óleo, devido às propriedades do reservatório, ou proveniente da injeção de água ou vapor utilizado no processo de recuperação secundária do reservatório. A porcentagem de água, na emulsão formada por óleo, água e sedimentos é o BSW, do inglês “*Basic Sediments and Water*”, que é o quociente entre a vazão de água mais os

sedimentos e a vazão total de líquidos e sedimentos,  $BSW = \frac{\text{Vazão de (água + sedimentos)}}{\text{vazão de água} + \text{vazão de óleo} + \text{sedimentos}}$ .

### 3.6 Injeção de Vapor

O volume de óleo que poderá ser produzido em um poço ou campo é estimado através de estudos geofísicos durante a pesquisa exploratória. A estimativa inicial do volume poderá variar de acordo com a produção do petróleo, e caso ocorra diminuição na pressão original no reservatório que proporciona o deslocamento do óleo para o poço, essa produção tenderá a diminuir. Diversos fatores influenciam na mudança dessa pressão, tais como a temperatura natural do reservatório, viscosidade e densidade do fluido, porcentagem de água contida na emulsão, dentre outros.

Diversos métodos foram desenvolvidos para a recuperação secundária do petróleo considerando as características geológicas do reservatório, bem como, as do óleo. Nos campos onde a viscosidade do óleo é muito alta a temperatura ambiente, como é o caso de Fazenda Belém, injeta-se vapor. Esse método consiste na injeção de vapor no próprio poço produtor, após a retirada de parte dos equipamentos da produção tais como a coluna de hastes de bombeio e de bomba de fundo ou, conforme o caso, a de cavidades progressiva. (Figura 12).



Figura 12 – Retirada de parte dos equipamentos do poço para injeção de vapor. Campo Fazenda Belém.

A cota de vapor a ser injetado é definida pelos geólogos ou engenheiros responsáveis pelo campo. Atingindo essa cota, o poço é fechado e fica inativo por um período variando de 10 a 14 dias, denominado de *soaking*, para que ocorra a dissipação do calor do vapor pelo reservatório. A reabertura do poço é feita de forma cuidadosa, observando-se a temperatura e pressão do petróleo para que não ocorra surgência.

A emulsão formada por porcentagem de água e óleo passa por um ciclo após o *soaking*. No início é maior o volume de água a alta temperatura, proveniente do reservatório e do vapor condensado. Em seguida, aumenta a produção do petróleo com baixo BSW à alta temperatura e, por conseguinte, baixa viscosidade, devido ao aumento da energia do reservatório ocasionado pela elevação da pressão. Com o tempo ocorrerá a redução da produção do petróleo, conforme a diminuição da temperatura, relacionada à conservação do calor pelo reservatório e a distribuição deste pelos fluídos. O volume de petróleo produzido no poço varia de acordo com o reservatório, originando ciclos diferentes.

### **3.7 Evaporação do Petróleo**

Evaporação é um importante processo que ocorre em muitos derrames de óleo. As frações leves podem ser evaporadas mais rápidas. Em poucos dias um petróleo leve, dependendo da sua composição, pode perder até 75% do seu volume inicial e o petróleo médio até 40% do seu volume. Nos ambientes tropicais, as temperaturas elevadas fazem com que a perda por evaporação dos componentes voláteis do petróleo seja mais rápida, diminuindo seus efeitos tóxicos sobre a microflora local. (FINGAS, 1998). Em contraste, óleos pesados ou residuais só perderão, aproximadamente, 5% do volume nos primeiros dois dias após um derrame.

A evaporação é considerada freqüentemente como o mais importante fator comportamental incluído em modelos de derramamento de óleo. Segundo Fingas, o tempo e a temperatura são os fatores mais importantes para a evaporação.

Na destilação do óleo, ele encontrou o ponto, no qual o coeficiente de regressão é máximo à temperatura de 180°C, utilizando funções de pico. A

porcentagem de massa destilada a essa temperatura foi utilizada para calcular a relação entre os valores da destilação e os parâmetros da equação.

Através de pesquisas em vários tipos de óleo, Fingas (2001), desenvolveu duas fórmulas para o cálculo da evaporação. Óleos leves têm uma tendência para ajustar curvas exponenciais, sendo utilizada para combustível diesel e produtos semelhantes, seguem a equação raiz quadrada:

$$\text{Porcentagem evaporada} = [0,0254 (\%D)+0,01(T-15)] (t)^{1/2} \quad (3.9).$$

O cálculo da evaporação para óleos que seguem a equação logarítima, é feito através da fórmula:

$$\text{Porcentagem evaporada} = [0,165 (\%D)+0,045(T-15)] \ln (t), \quad (\text{FINGAS, 2001}) \quad (3.10),$$

onde % D é a porcentagem da massa (por peso) destilada a temperatura de 180°C, conforme a curva de destilação, T é a temperatura ambiente em °C, t é o tempo, em minutos, que o óleo permaneceu no ambiente onde foi derramado, ln é o logaritmo.

## CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA DO TRABALHO DE CAMPO

O trabalho no Campo Fazenda Belém constou da coletada de amostras de solo em 15 pontos para o cálculo do *background* ou *base line*, sendo 12 em toda a área do campo (B-01 a B-12), no início de fevereiro de 2006, antes do início da precipitação pluviométrica, e três para simulações de derrames de óleo (MA-01 a MA-03), em setembro do mesmo ano, sendo esses pontos também utilizados para determinar a textura. As amostras de solo foram coletadas por meio de trado manual para análise de metais pesados e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. Nesse período foi determinada a permeabilidade do solo em seis pontos (P-01 a P-06). (Tabela 4). A figura 13 mostra os pontos onde foram coletadas as amostras de solo para o cálculo do *background* e permeabilidade.

Os ensaios da densidade e porosidade do solo foram determinados em amostras coletadas em 14 pontos onde existe maior quantidade de poços de petróleo. (Tabela 5). Os pontos para o estudo foram selecionados de acordo com a geologia da área. (Figura 14). A figura 15 mostra o fluxograma da metodologia empregada para amostragem e análise de solo e petróleo.

Tabela 4 – Pontos amostrados

AMOSTRA	COORDENADAS UTM	
	DATUM: SAD 69°	
	N	E
B-01	9484121	659289
B-02	9483118	666622
B-03	9482890	666866
B-04	9481887	664507
B-05	9478333	662806
B-06	9477753	662914
B-07	9476341	664646
B-08	9481458	655476
B-09	9478599	652529
B-10	9474666	652146
B-11	9473011	659418
B-12	9476741	658129
MA-01	9477938	662862
MA-02	9475839	659721
MA-03	9480823	663238
P- 01	9476690	658024
P- 02	9475554	659441
P- 03	9478420	662475
P- 04	9481858	664507
P- 05	9480316	661639
P- 06	9477189	662225

B-01 – Pontos para cálculo do *background*, MA-01- Ponto para simulação de derrame de óleo, P- pontos para o cálculo da permeabilidade.

Tabela 5 – Pontos de coleta de solo para determinar a densidade e a porosidade.

AMOSTRA	COORDENADAS UTM Datum: SAD 69	
	Norte	Este
Pr01*	9.480.823	663,238
Pr02	9.480.316	661.639
Pr03	9.479.899	662.918
Pr04	9.479.351	663.051
Pr05	9.479.101	662.489
Pr06	9.478.294	661.282
Pr07	9.477.692	661.920
Pr08	9.477.218	661.805
Pr09	9.477.484	660.922
Pr10	9.476.981	660.013
Pr11	9.476.684	660.336
Pr12*	9.475.839	659.721
Pr13	9.475.554	659.441
Pr14	9.476.690	658.024

\* Pontos onde foram simulados derrame de óleo.

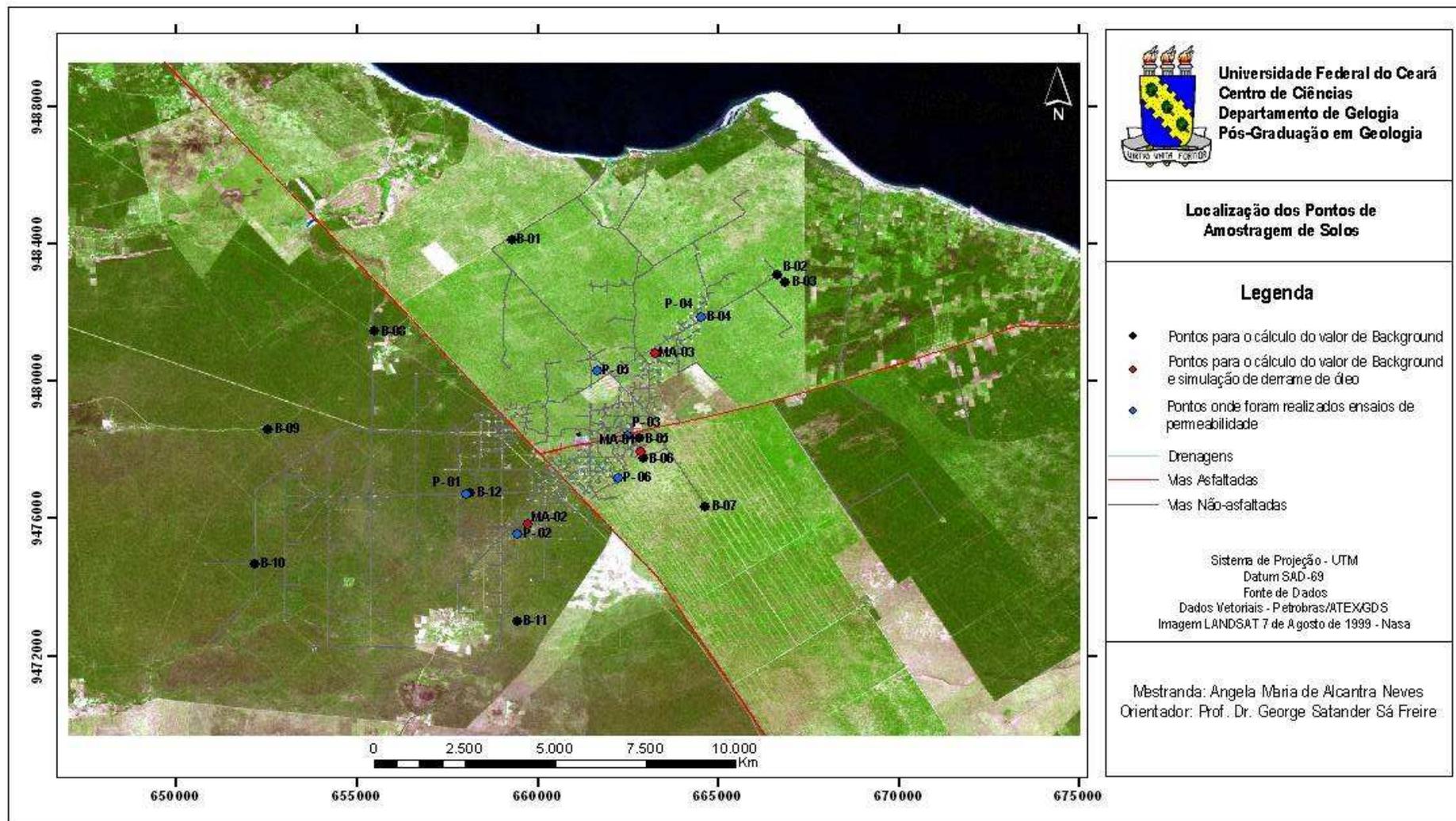


Figura 13 – Localização dos pontos de amostragem no Campo Fazenda Belém.  
 Fonte: Modificado da PETROBRAS, ATEX/GDS

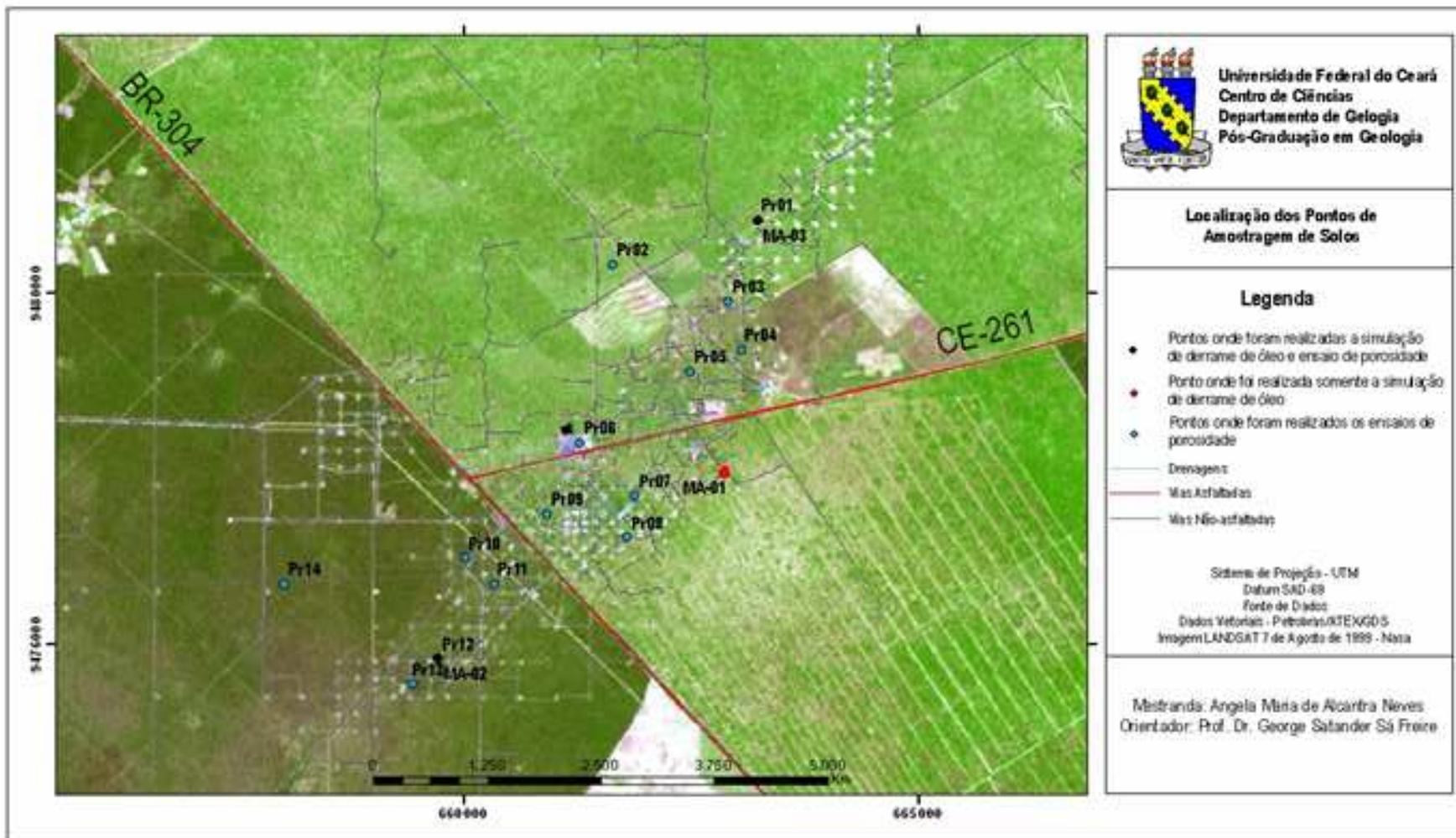


Figura 14 – Localização dos pontos de amostragem para o ensaio da porosidade.  
 Fonte: Modificado da PETROBRAS, ATEX/GDS

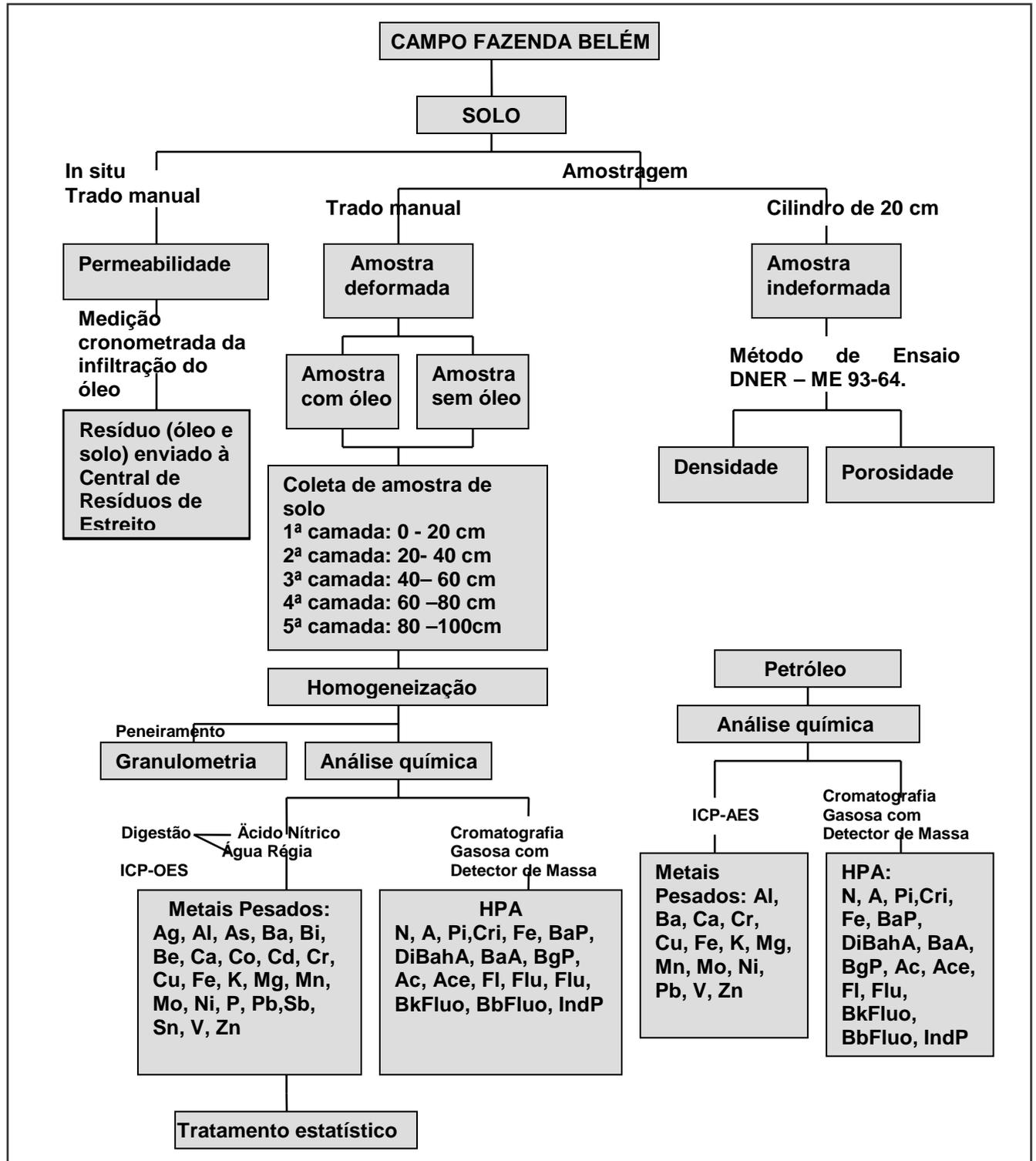


Figura 15 – Fluxograma da metodologia utilizada para amostragem e análise química do solo no Campo Fazenda Belém.

Os pontos foram locados no campo pela equipe da topografia contratada pela geodésia da PETROBRAS. (Figura 16).



Figura 16 – Locação dos pontos de amostragem no Campo Fazenda Belém.

#### 4.1 Coleta de Amostras de Solo para Análise Química e Textural

O solo foi perfurado com trado manual confeccionado em aço inoxidável, com diâmetro de 0,12 metro, até a profundidade de 1 metro. (Figura 17).



Figura 17 – Perfuração do solo com trado manual para coleta de amostras.

As amostras para análise de metais pesados foram coletadas em estratos de 0,20 metro, no total de cinco sub-amostras por metro perfurado, de modo

a representar todo o perfil do ponto amostrado. As sub-amostras foram homogeneizadas para se obter amostras compostas representativas de cada metro perfurado. O papel vegetal onde foram homogeneizadas as amostras evitou a contaminação e foram trocados após a coleta de cada amostra. (Figura 18).

As amostras de solo para análise de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs) foram coletadas com pá de aço inoxidável, diretamente do trado e no momento imediato que este atingia a profundidade de 0,50 metro. Em seguida foram acondicionadas em frascos de vidro, com tampa interna de teflon, etiquetadas, embaladas em plástico bolha, conservadas sob refrigeração até o Laboratório da ECOLABOR em São Paulo. (Figura 19).

Após cada metro perfurado, o trado e todo o material utilizado para a coleta das amostras foram higienizados com água destilada e sabão neutro e as luvas foram trocadas, para evitar a contaminação da amostra seguinte.



Figura 18 – Coleta de amostras de solo para análise de metais pesados e textura.



Figura 19 – Amostra de solo para análise de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos.

#### 4.2 Simulação de Derrame de Óleo

No Campo Fazenda Belém afloram as rochas da Formação Barreiras e sub-afloram as rochas da Formação Jandaíra, por esse motivo foram selecionados apenas três pontos para a pesquisa da migração do óleo cru no solo, através da simulação de acidente com derrame de óleo. Antes da simulação de derrame de

óleo em setembro de 2006, o solo foi perfurado com trado manual de aço inoxidável, até a profundidade de um metro, onde foram coletadas sub-amostras a cada 0,20 metro, formando uma amostra composta a cada metro. As amostras identificadas como MA-01, MA-02, MA-03 foram analisadas para determinar a concentração de metais pesados e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. Próximo a esses pontos, distando aproximadamente 1,0 metro, foi colocada no solo uma armação de aço inoxidável de 1mX1mX0,20m vazada. (Figura 20). Em seguida foi derramado óleo cru, a emulsão formada por porcentagem de óleo e água retirada do poço de petróleo mais próximo ao local. (Figura 21). O volume do óleo derramado variou em cada ponto, bem como a temperatura e a viscosidade. Após cinco dias, fez-se um corte transversal no solo dentro da área do quadrado para verificar através do perfil do solo, a profundidade de infiltração do óleo e medir com trena milimetrada. No ponto MA-02 a profundidade de infiltração foi de 0,05 metro. (Figura 22).



Figura 20 – Armação de aço inoxidável de 1mX1mX0,20m, colocada no solo no campo Fazenda Belém.



Figura 21 – Óleo no solo após derrame no Campo Fazenda Belém.

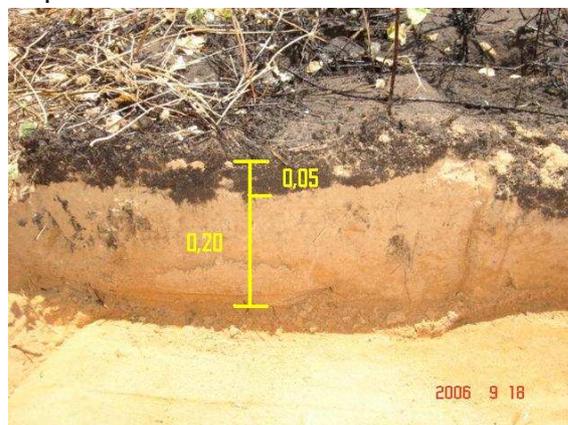


Figura 22– Corte vertical na área com óleo no ponto MA-02, com profundidade de infiltração do óleo de 0,05 m.

Toda a camada de resíduo formado pela mistura de óleo com solo foi retirada. Em seguida o solo foi perfurado com trado manual de aço inoxidável até a profundidade de 1,0 metro, seguindo-se a mesma metodologia já descrita para coleta de amostras de solo. As amostras foram coletadas e enviadas ao laboratório para análise das concentrações de metais e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, com a finalidade de comparar os resultados das análises das amostras coletadas antes do derrame, com as coletadas posteriormente.

Após a coleta das amostras, todo o resíduo do solo com óleo foi retirado do local, acondicionado em sacolões (*big bags*), e enviado à Central de Resíduos de Estreito. (Figura 23).



Figura 23 – Limpeza da área após a coleta de amostras de solo.

O derrame de óleo no solo também foi simulado no Laboratório de Mecânica dos Solos da Universidade Federal do Ceará em uma amostra coletada próxima ao poço 7-FZB-450-CE. A coleta da amostra de solo indeformada, constou do corte do solo com dimensão compatível com a do recipiente de vidro (0,20m x 0,20m x 0,20m) onde foi colocado. Em seguida esse recipiente foi vedado com parafina e envolto em plástico filme. No laboratório, o recipiente foi pesado com a amostra. (Figura 24). As laterais da amostra foram vedadas com argila, derramou-se 400 ml de óleo cru retirado do poço 7-FZB-450-CE à temperatura de 37°C. (Figura 25). Cobriu-se o recipiente com plástico filme e aguardou-se 48 horas para que ocorresse a total infiltração do óleo no solo. (Figura 26). Após o tempo determinado de 48 horas, retirou-se o solo do recipiente. As figuras 27 e 28 mostram

a lateral da amostra de solo com óleo. Em seguida fez-se um corte para verificar a profundidade de infiltração do óleo. (Figuras 29 e 30). Essa infiltração foi medida com uma régua milimetrada, sendo a profundidade máxima de 1,7cm. (Figura 31).



Figura 24 – Amostra de solo indeformada dentro do recipiente de vidro de dimensão. 0,20mX0,20mX0,20m.

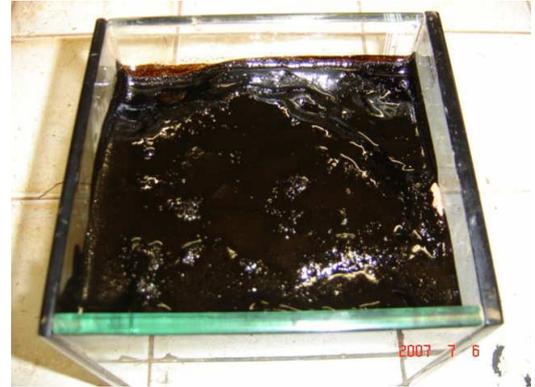


Figura 25 – Óleo derramado na amostra de solo à temperatura de 37°C.



Figura 26– Recipiente com a amostra de solo com óleo com dimensão 0,20mX0,20mX0,20m.



Figura 27– Amostra de solo com óleo infiltrado após 48 horas do derrame.



Figura 28 – Lateral da amostra de solo com óleo.



Figura 29 – Corte na amostra para verificar a profundidade da infiltração do óleo.



Figura 30 – Corte na amostra de solo mostrando a profundidade de infiltração do óleo.



Figura 31 – Medida da profundidade de infiltração do óleo no solo de 1,7cm.

#### 4.3 Cálculo do Coeficiente de Permeabilidade do Solo

O cálculo da permeabilidade do solo seguiu a metodologia empregada por Coche (1986), por ser um método simples, rápido, dispensa o uso de aparelhos. Este trabalho consistiu em perfurar o solo com trado manual até a profundidade (H) 1,0 metro, com diâmetro (D) igual a 0,12 metro. Preencheu-se o furo com o líquido até ficar rente à borda. Repetiu-se o mesmo procedimento até a velocidade de infiltração do líquido no solo permanecer aproximadamente constante. Foi medido, com um cronômetro, o tempo de infiltração do líquido no solo, para t igual a 0,1,2,5,7,10 e 15 minutos. A distância (P) entre a superfície do líquido e o topo do furo foi medida com uma trena graduada em centímetros. (Figura 32).

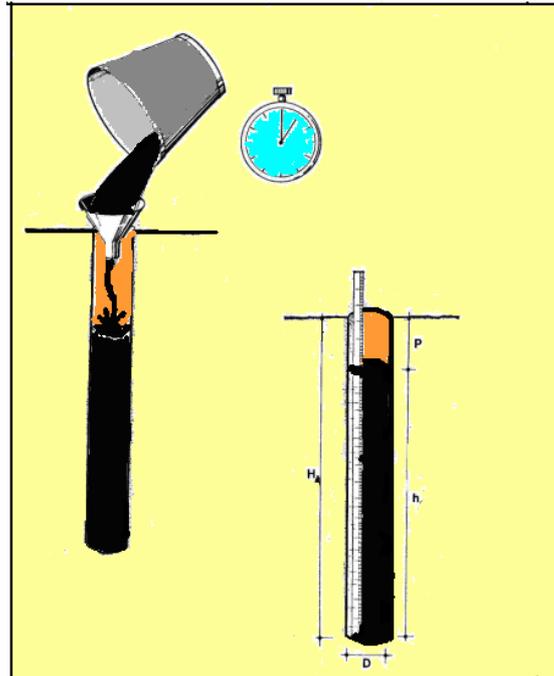


Figura 32– Furo de 1m de profundidade para determinar a permeabilidade.  
Fonte: Modificado de COCHE (1986)

No campo Fazenda Belém foi perfurado o solo com trado manual até a profundidade de 1 metro, em seguida foi derramado o óleo retirado do poço mais próximo. (Figura 33). O tempo foi cronometrado para  $t$  igual a 0,1,2,3,5,7,10 e 15 minutos, medida a distância ( $P$ ) entre a superfície do óleo e o topo do furo em cada tempo, através de uma trena colocada dentro do furo. (Figura 34).



Figura 33– Derrame de óleo em um furo feito a trado manual para determinar a permeabilidade do solo.



Figura 34– Medida da distância ( $P$ ) entre a superfície do óleo e o topo do furo no solo.

Após as medidas da distância (P) para o cálculo da permeabilidade procedeu-se a limpeza do local, retirou-se o resíduo formado por solo e óleo de todos os furos. (Figura 35). Esses resíduos foram acondicionados em sacolões (big bags) e enviados para a Central de Resíduos de Estreito, pertencente à Petrobras. (Figura 36). Todos os furos ficaram limpos, livres de resíduos de óleo, em seguida foram fechados. (Figura 37).



Figura 35 – Procedimento de limpeza do furo P-05.



Figura 36 – Resíduos acondicionados em sacolões.



Figura 37 – Furo coberto após as medidas para o cálculo da permeabilidade.

#### 4.4 Coleta de Óleo dos Poços para Análise

As amostras do óleo do Campo Fazenda Belém foram coletadas diretamente dos poços, em vidros de cor âmbar, fechados com tampa de teflon e enviados aos Laboratórios de Cromatografia Gasosa e Laboratório de Química do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES),

para determinar as curvas de ebulição e as concentrações de metais pesados, e ao Laboratório do Centro de Tecnologias do Gás (CTGÁS), para análise dos hidrocarbonetos.

#### 4.5 Cálculo do Coeficiente de Permeabilidade

A pesquisa para determinar a permeabilidade do solo constou na perfuração de seis pontos no campo de Fazenda Belém. (Tabela 6). Todos os pontos foram perfurados próximos a poços de petróleo de onde foi retirado o óleo para o estudo.

Tabela 6 – Pontos do cálculo da permeabilidade

Pontos	Poço de petróleo Próximo
P-01	7- FZB-071-CE
P-02	7- FZB-414-CE
P-03	7- FZB-293-CE
P-04	7- FZB-549-CE
P-05	7- FZB-157-CE
P-06	7- FZB-379-CE

O coeficiente de permeabilidade foi calculado utilizando-se a fórmula:

$$K = [(D/2) \times \ln(h_1/h_2)] / 2 (t_2 - t_1) \quad (4.1),$$

onde K é o coeficiente de permeabilidade, D é o diâmetro do furo, ln representa o logaritmo natural;  $h_1$  e  $h_2$  são as duas profundidades consecutivas do óleo, no período considerado;  $(t_1 - t_2)$  exprime, em segundos, o tempo entre duas medidas consecutivas. Foi calculado seguindo as etapas sucessivas apresentadas no método francês *Etapes Successives pour calculer les coefficients de perméabilité*. (COCHE, 1986).

A tabela 7 mostra como exemplo, o cálculo da permeabilidade no ponto P-02, a profundidade (H) de 1,15 m, diâmetro (D) igual a 0,12 m. O mesmo procedimento foi usado para o cálculo da permeabilidade em todos os pontos na área estudada.

Tabela 7 – Procedimentos para calcular o Coeficiente de Permeabilidade no ponto P-02

	
LABORATÓRIO DE GEOLOGIA MARINHA E APLICADA	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ CENTRO DE CIÊNCIAS DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA	
<b>Calculo Coeficiente de Permeabilidade</b> <b>Medidas no Campo</b> <b>P- 02. Lat: 0659441; Long: 09475554 / Óleo do Poço FZB-414-CE</b>	
<b>Tempo em minuto</b>	0      1      2      3      5      7      10      15
<b>Distância P, metros</b>	0      0,15      0,23      0,29      0,37      0,43      0,49      0,58
<b>Operação 1</b> Valores sucessivos de $h_1$ (m) ( $1,15 - Pm$ )	1,15      1,00      0,92      0,86      0,78      0,72      0,66      0,43
<b>Operação 2</b> Valores sucessivos de $h_2$ (avançar uma coluna cada valor de $h_1$ )	1,00      0,92      0,86      0,78      0,72      0,66      0,43
<b>Operação 3</b> Relação ( $h_1 \div h_2$ )	1,15      1,08695      1,06976      1,10256      1,08333      1,09090      1,53488
<b>Operação 4</b> $\ln(h_1 \div h_2)$	0,13976      0,08337      0,06743      0,09763      0,08003      0,08700      0,42845
<b>Operação 5</b> $A = 0,06m \times \ln(h_1 \div h_2)$	0,00838      0,00500      0,00404      0,00585      0,00480      0,00522      0,02570
<b>Operação 6</b> $t_1$ , segundos	0      60      120      180      300      420      600      900
<b>Operação 7</b> $t_2$ segundos (avançado uma coluna $t_1$ )	60      120      180      300      420      600      900
<b>Operação 8</b> ( $t_2 - t_1$ ), segundos	60      60      60      120      120      180      300
<b>Operação 9</b> $B = 2(t_2 - t_1)$ , segundos	120      120      120      240      240      360      600
<b>Operação 10</b> $K, m / s = A \div B$ (Oper. 5 $\div$ Ope. 9)	$0,6 \times 10^{-6}$ $0,4 \times 10^{-6}$ $0,3 \times 10^{-6}$ $10^{-6}$ $10^{-6}$ $10^{-6}$ $0,4 \times 10^{-6}$

Fonte: Adaptado de COCHE (1986)

Os valores dos coeficientes de permeabilidade determinados no Campo Fazenda Belém, tiveram como referência os valores das classes de permeabilidade dos solos utilizados em Engenharia Civil. (Tabela 8).

Tabela 8 – Classes de permeabilidade dos solos e coeficientes de permeabilidade utilizados em Engenharia Civil

Classes de permeabilidade do solo	Coeficiente de permeabilidade (K em m/s)	
	Limite Inferior	Limite Superior
Permeável	$2 \times 10^{-7}$	$2 \times 10^{-3}$
Semi-permeável	$1 \times 10^{-8}$	$1 \times 10^{-5}$
Impermeável	$1 \times 10^{-11}$	$5 \times 10^{-7}$

Fonte: COCHE, 1986

#### 4.6 Coleta de Amostras de Solo para o Ensaio da Densidade e Porosidade

Algumas amostras de solo foram coletadas próximas aos pontos MA-02, MA-03, P-01, P-02 e P-05 em cilindros de aço de 0,20cm de altura e outras em cilindros de PVC. A metodologia da coleta constou em penetrar os cilindros no

solo. (Figura 38). Depois de cheios, esses cilindros foram vedados com parafina no topo e na base (39a e 39b). A seguir foram etiquetados e envoltos em plástico filme, seguido de plástico bolha, para que as amostras ficassem indeformadas até chegarem ao Laboratório de Mecânica dos Solos da Universidade Federal do Ceará para os ensaios de densidade e porosidade. Amostras de solo no estado indeformado, permitem ensaio da densidade e porosidade em estruturas originais do solo.



Figura 38– Cilindro de PVC penetrado no solo para coleta de amostras no Campo Fazenda Belém.



Figura 39a – Parafina sendo dissolvida no fogo para vedar o topo e a base do cilindro.



Figura 39b – Parafinando o topo da amostra de solo. A base da amostra no cilindro foi parafinada após a retirada do cilindro do solo.

#### 4.7 Cálculo da Viscosidade do Óleo

A Fórmula para o cálculo da viscosidade do óleo típico do Campo Fazenda Belém corresponde a:

$$V(\text{cP}) = 4,9 \times 10^7 \times T^{2,12} \quad (4.2),$$

onde  $v$  é a viscosidade em centipoise,  $T$  é a temperatura do óleo.

## **4.8 Análises no Laboratório**

### **4.8.1 Análise granulométrica**

As análises granulométricas foram realizadas no Laboratório de Geologia Marinha da Universidade Federal do Ceará de acordo com o seguinte procedimento:

#### **a) Secagem inicial**

A amostra coletada no campo foi colocada em um recipiente etiquetado e colocado para secar na estufa a uma temperatura de 60°C.

#### **b) Peneiramento úmido**

A amostra de solo seca foi homogeneizada e quarteada. A porcentagem de 25% da amostra foi separada, pesada 100g e colocada em recipiente etiquetado. Em seguida foi passada em uma peneira de 0,062mm. Colocou-se água na peneira e foi separada a fração silte-argilosa da fração grossa. A fração que passou pela peneira ficou em repouso para decantar, depois foi retirada e colocada na estufa para secar. A fração mais grossa, colocada em um recipiente etiquetada, secou na estufa a temperatura de 60°C.

#### **c) Peneiramento seco**

A fração grossa da amostra, depois de seca foi depositada na peneira superior de um conjunto de peneiras acopladas, com os diâmetros das malhas em ordem decrescente. O conjunto de peneiras foi colocado em um aparelho agitador do tipo *ROT UP SIEVE SHAKER*, por 10 minutos. Após o tempo determinado foi retirada a fração de cada peneira, pesada e colocado em sacos plásticos etiquetados.

#### **d) Pipetagem**

Os sedimentos silte e argila, provenientes do peneiramento úmido foram colocados em uma proveta de 1000 ml, adicionados 0,67g de oxalato de potássio para

evitar floculação. O volume da proveta foi completado com água destilada. Foram pesados cinco frascos vazios para cada amostra e etiquetados. Acionou-se o cronômetro para marcar o tempo. Com uma pipeta foram retirados 20 ml, nos tempos de 58", 3'52" e 7'44" no nível 440 mm da proveta e colocados nos frascos etiquetados de 1 a 3. Nos tempos de 31 minutos, 2 h e 03' foram retirados 20 ml no nível 720mm, colocados nos frascos quatro e cinco, respectivamente. Todos os frascos com as amostras foram colocados na estufa para evaporar a água. Depois que as amostras ficaram secas, os frascos foram pesados.

#### **e) Processamento dos Dados da Análise Granulométrica**

Os dados obtidos no Laboratório de Geologia Marinha e Aplicada da Universidade Federal do Ceará foram processados no software ANASED 5.0J, onde foram determinados os parâmetros estatísticos média, mediana, desvio padrão.

#### **4.8.2 Ensaio da Densidade e Porosidade do solo**

O ensaio para determinar a umidade, densidade real, densidade aparente e porosidade do solo foram realizados no Laboratório de Mecânica do Solo da Universidade Federal do Ceará. A determinação da densidade e porosidade do solo requereu coleta de amostras indeformadas. Essa coleta consistiu em penetrar no solo cilindros de aço, em alguns pontos o cilindro era de PVC, retirá-los cuidadosamente para manter o solo indeformado. Após a coleta, os topos e as bases dos cilindros foram vedados com parafina quente e envoltos em plástico filme, recobertos com plástico bolha.

A densidade real de solos foi determinada pelo Método de Ensaio DNER – ME 93-64.

Os cilindros de aço com as amostras úmidas foram pesados em uma balança, após a retirada da parafina colocada para vedar o topo e a base, por ocasião da coleta das amostras no campo. (Figura 40). A altura do topo e da base da amostra dentro do cilindro foram medidas com um paquímetro em quatro pontos e anotados em uma planilha, em seguida as amostras foram retiradas do cilindro de aço por um Extrator de Amostras do Laboratório de Mecânica dos Solos da Universidade Federal do Ceará (UFC). (Figura 41).

Na figura 42 está uma amostra de solo retirada do cilindro de 0,20 metro de comprimento. Verifica-se que a amostra está indeformada como é necessário para determinar a porosidade.

Os cilindros de aço vazios foram pesados, medido o diâmetro e a altura do topo à base para determinar o volume.

As cápsulas vazias foram pesadas. Cerca de 60g de cada amostra úmida foi colocada nas cápsulas etiquetadas e pesadas novamente (Figura 43). Em seguida, foram colocadas na estufa para secar.



Figura 40 – Pesagem da amostra dentro do cilindro de aço no Laboratório de Mecânica dos Solos da UFC



Figura 41 – Amostra de solo sendo retirada do cilindro de aço pelo Extrator de Amostras.



Figura 42– Amostra de solo indeformada retirada do cilindro de aço. Cilindro de 0,20 m de comprimento.



Figura 43 – Pesagem da cápsula com a amostra úmida.

Os cilindros de aço vazios foram pesados, medido o diâmetro e a altura do topo à base para determinar o volume. Após a secagem, as cápsulas com as amostras foram pesadas para determinar o peso seco. Em seguida as amostras passaram pela peneira de 10 mesh.

Foram pesados três picnômetros vazios, secos e limpos para cada amostra ( $P_1$ ) para o ensaio. Colocou-se pouco mais de 9g da amostra seca no picnômetro e pesou-se novamente ( $P_2$ ). Colocou-se água destilada até cobrir a amostra com excesso. Os picnômetros com as amostras e água destilada foram fervidos durante 15 minutos em banho maria, para expulsar todo o ar existente entre as partículas do solo. Depois de frios, foram cheios com água destilada, tampados com a rolha perfurada de modo que a água aflorasse a parte superior, depois foram pesados ( $P_3$ ). Retirou-se todo o material, em seguida os picnômetros foram lavados, cheios somente com água destilada e pesados novamente ( $P_4$ ). A densidade real foi calculada através da fórmula:

$$D_t = \frac{P_2 - P_1}{(P_4 - P_1) - (P_3 - P_2)} \quad (4.3),$$

$D_t$  é a Densidade Real do solo à temperatura  $t$ ,  $P_1$  é o peso do picnômetro vazio e seco,  $P_2$  é o peso do picnômetro com amostra seca,  $P_3$  é o peso do picnômetro com amostra seca, mais água e  $P_4$  é o peso do picnômetro só com água.

A umidade do solo foi calculada através da fórmula:

$$h\% = \frac{P_a}{P_s} \times 100 \quad (4.4),$$

onde  $P_a$  é o peso da água,  $P_s$  é o peso do solo seco e  $h$ , a umidade.

O volume de vazios nas amostras de solo foram calculados pela fórmula:

$$p = \frac{V_v}{V_t} \times 100 \quad (4.5),$$

em que  $p$  é a porosidade em porcentagem,  $V_v$  é o volume de vazios e  $V_t$  é o volume total do solo.

### **4.8.3 Análise de Inorgânicos e Orgânicos**

As amostras de solo foram analisadas no Laboratório da Ecolabor, no Estado de São Paulo.

#### **4.8.3.1 Metodologia analítica para metais pesados**

##### **a) Digestão de Metais Pesados – Ácido Nítrico**

Para a digestão das amostras foram utilizados, aproximadamente, dois gramas de solo. A amostra foi digerida com repetidas adições de ácido nítrico e peróxido de hidrogênio e por fim ácido clorídrico.

O método se baseia na digestão das amostras por sistema aberto com o intuito de eliminar a parte orgânica e manter solubilizado o analito de interesse.

O resultado da digestão é reduzido em volume por aquecimento e diluído para um volume final de 100 ml.

Método de referência: 3050B - USEPA, SW 846.

### **b) Digestão de Metais Pesados – Água Régia (Solução 1:3 em Volume de Ácido Nítrico e Ácido Clorídrico)**

O método se baseia na digestão das amostras por sistema aberto com o intuito de eliminar a parte orgânica e manter solubilizado o analito de interesse. Para tanto, no processo de digestão utilizou-se porção de solução de água régia.

### **c) Método de Análise dos Metais Pesados**

A quantificação dos metais pesados foi obtida pela emissão atômica dos analitos, utilizando-se a técnica de plasma induzido por rádio-freqüência, mediante o uso do ICP-OES da Marca Perkin Elmer e Modelo Optima 4300-DV (dupla vista) simultâneo, método de referência 6010C. (Figura 44).



Figura 44 – ICP-OES; Inductively Coupled Plasma-Atomic Emission Spectrometry para análise de metais pesados.  
Fonte: LABORATÓRIO ECOLABOR (2006).

#### 4.8.3.2 *Extração de orgânicos – semi-voláteis: HPA*

Cerca de 30g de solo foi desidratado com 60g de sulfato de sódio anidro, da mistura de solo e sulfato de sódio foi extraída pela técnica ultra-sônica e utilizando como solvente a mistura de DCM/ Acetona 1:1, método de referência 3550C da USEPA, SW-846, 3ª revisão, método 3550.

Foram analisados os seguintes hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs): naftaleno, acenaftileno, acenafteno, fluoreno, fenantreno, antraceno, fluoranteno, pireno, benzo(a)antraceno, criseno, benzo(b)fluoranteno, benzo(k) fluoranteno, benzo(a)pireno, indeno (123-cd) pireno, dibenzo (a,h) antraceno e benzo(ghi)perileno.

##### **a) Método de Análise**

A quantificação dos poliaromáticos foi feita pela técnica de cromatografia gasosa usando detector de massa (MS) quatro polos com dois estágios. A coluna utilizada na análise foi a Factor Four VS-5 30m x 0,25mm x 0,50µm filme, cuja detecção foi utilizada a técnica do monitoramento de íon seletivo (EI SIM). Método de referência USEPA, SW 846 – Method 8270 , 3<sup>th</sup> Edition. (Figura 45).



Figura 45 – Detector de Massa (MS) quatro pólos, com dois estágios para análise de orgânicos.  
Fonte: LABORATÓRIO ECOLABOR (2006)

#### 4.9 Valores de Referência

Os teores dos HPAs e metais pesados nas amostras de solo, neste trabalho, tiveram como referência os “Valores Orientadores para Solo e Água subterrânea no Estado de São Paulo” da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB), referente ao artigo 1º da Decisão de Diretoria nº 195-2005-E, de 23 de novembro de 2005. As listas com os valores orientadores contemplam substâncias presentes naturalmente nos solos (metais pesados) e substâncias naturalmente ausentes (antrópicas), como por exemplo, dioxinas. (CETESB, 2001). Os valores da CETESB foram utilizados como referência, por falta de uma relação de valores orientadores para solo no Estado do Ceará.

Os teores dos metais pesados do campo Fazenda Belém foram comparados, também, com o trabalho nacional de Fadigas (2002) e os internacionais do Conselho Canadense de Ministros do Meio Ambiente (CCME, 1996), da Agência de Proteção Ambiental Americana - EPA (Environmental Protection Agency, 1996), do Ministério da Habitação, Planejamento e Meio Ambiente da Holanda (VROM, 1994) e Chen et al., no Estado da Flórida (1999).

#### 4.10 Determinação da Curva de Destilação Simulada de Frações de Petróleo

As curvas de destilação simulada dos óleos dos poços utilizados neste estudo foram determinadas no CENPES, no Laboratório de Cromatografia Gasosa da Química, método CENPES – PE-3CE-00408-0. Através do procedimento desse método, de forma resumida, iniciou-se a análise com uma corrida em branco, foi injetado somente dissulfeto de carbono ( $CS_2$ ). O sistema foi calibrado com uma mistura de normais parafinas, onde foi obtida uma curva relacionando o tempo de retenção destes compostos com os seus respectivos pontos de ebulição. Antes da injeção da amostra, Injetou-se gasóleo de referência, especificado pelo *software*, para a quantificação. Para a injeção da amostra, preparou-se uma solução a 2%mm em dissulfeto de carbono. Esse procedimento foi necessário para avaliar a performance do sistema cromatográfico, através do resultado obtido e foi utilizado para a quantificação das amostras. Com o sistema em condições, as amostras foram analisadas, e injetadas soluções a 2% mm em  $CS_2$ .

#### 4.11 Mapas de Isoteores

Os mapas de isoteores foram gerados no Golden Software Surfer 8. Os teores dos metais pesados na área estudada foram agrupados em intervalos de classes ( $It$ ), calculados através da *expressão de Sturges*:

$$It = \frac{A}{1 + 3,32 \cdot \log N} \quad (\text{MARANHÃO, 1989}) \quad (4.6),$$

onde  $A$  representa a amplitude da população,  $\log N$  é o logaritmo decimal do número de amostras, e  $It$  é o intervalo de classe do teor do metal pesado. A amplitude ( $A$ ) é a diferença entre os valores-límites (teor máximo menos o teor mínimo). Através dos intervalos de classes foram gerados os mapas de isoteores dos metais pesados.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

As amostras de solo coletadas no Campo Fazenda Belém apresentaram concentrações dos Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos inferiores ao limite de detecção do Método empregado na análise para a maioria das amostras. Como referência para as concentrações de HPA foi utilizada a Tabela de Valores Orientadores para Solos e Água Subterrânea no Estado de São Paulo da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental de São Paulo (CETESB, 2005), na falta de uma tabela de valores orientadores para solo e água subterrânea no Estado do Ceará.

### 5.1 Concentrações de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos

As amostras de solo coletadas no campo apresentaram concentrações dos hidrocarbonetos policíclicos aromáticos inferiores ao limite de detecção do método empregado na análise para a maioria das amostras. O maior teor de fenantreno foi de 0,012 mg/kg e ocorreu nos pontos B-01 e B-07, sendo inferior ao valor de prevenção da CETESB que é 3,3 mg/kg. (Tabela 09).

Tabela 9 – Concentração de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos nas amostras coletadas no Campo Fazenda Belém e os valores de prevenção para solos no Estado de São Paulo. Amostras coletadas na profundidade de 1 m.

HPA (mg/kg)	L.D	Valores de Prevenção CETESB (mg/kg)	B-01	B-02	B-03	B-04	B-05	B-06	B-07	B-08	B-09	B-10	B-11	B-12
<b>Naftaleno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,12</b>	<L.D	<L.D	0,0051	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Acenafteno</b>	<b>0,0025</b>		<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Fluoreno</b>	<b>0,0025</b>		<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Fenantreno</b>	<b>0,0025</b>	<b>3,3</b>	0,012	<L.D	0,0097	0,004	0,0083	0,009	0,012	<L.D	0,0105	0,008	<L.D	<L.D
<b>Antraceno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,039</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Benzo (a) Antraceno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,025</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Criseno</b>	<b>0,0025</b>	<b>8,1</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Benzo (b) Fluoranteno</b>	<b>0,0025</b>		<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Benzo (k) Fluoranteno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,38</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Benzo (a) Pireno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,052</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Dibenzo (a,h) Antraceno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,08</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Benzo (g,h,i) Perileno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,57</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Acenaftileno</b>	<b>0,0025</b>		<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D
<b>Indeno (1,2,3 - cd) Pireno</b>	<b>0,0025</b>	<b>0,031</b>	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D	<L.D

Fonte: Autoria própria (2007)

B-01- Pontos de amostragem.

L.D. – Limite de detecção do método empregado na análise química.

<L.D – Teores inferiores ao limite de detecção do método empregado na análise.

## 5.2 Concentrações de Metais Pesados

A tabela 10 mostra as concentrações dos elementos no solo do Campo Fazenda Belém e os intervalos de classes (It), calculados através da *expressão de Sturges* (Fórmula 4.6), utilizados para a geração dos mapas de isotores.

As concentrações dos elementos que foram inferiores ao limite de detecção do método empregado na análise química como o cobalto com limite de detecção de 0,08 mg/kg, Cromo de 0,5 mg/kg, Níquel (0,3 mg/kg), Chumbo (0,8 mg/kg), no ponto B-08 e também zinco (0,3 mg/kg) no ponto B-09, mas foram detectados em outros pontos, considerou-se a metade do limite de detecção do método, para o cálculo do *background*. Os elementos antimônio (<0,7mg/kg), arsênio (<5,0mg/kg), berílio (<0,13mg/kg), bismuto (<2,1mg/kg), cádmio (<0,1 mg/kg), cobre (<0,4mg/kg), escândio (<0,2mg/kg), estanho (<10 mg/kg), fósforo (<100mg/kg), lítio (<0,2mg/kg), molibdênio (<0,2mg/kg) e prata (<0,9mg/kg) apresentaram concentrações inferiores ao limite de detecção do método empregado nas análises na maioria dos pontos amostrados, por isso, foram excluídos dos cálculos estatísticos.

A tabela 11 apresenta a matriz dos coeficientes de correlação dos metais pesados da área estudada. Para se efetuar os agrupamentos dos elementos químicos de acordo com seus valores de correlação, estabeleceu-se como correlação alta, valores maiores que 0,70.

Tabela 10 – Concentração dos elementos no solo do Campo Fazenda Belém, na profundidade 1 metro

AMOSTRA	Alumínio	Bário	Cálcio	Cobalto	Cromo	Ferro	Potássio	Magnésio	Manganês	Níquel	Chumbo	Vanádio	Zinco
B-01	1820	5,7	362	0,38	24,5	2510	88	172	26,6	1	3,1	5,4	2,9
B-02	680	1,5	188	0,12	0,5	487	22	39,1	49,9	0,3	0,8	1	1,6
B-03	1340	2,1	215	0,17	1,5	1380	36	52,5	70,4	0,4	3,1	2,9	1,6
B-04	1560	2,5	239	0,41	2,2	1460	34	51,5	29,1	0,6	1,9	2,9	1,7
B-05	1710	3,2	270	2,24	3,6	3360	54	64,2	114	2,2	3,5	6,8	3,6
B-06	2500	5,7	363	2,62	5,2	4580	115	107	137	4,8	3,6	8,6	5,7
B-07	1420	4,1	255	0,33	1,9	1670	45	56,6	39,9	0,5	3,6	3,8	2,6
B-08	666	1,4	319	0,04*	0,25*	140	19	50,1	12,8	0,15*	0,4*	0,2	1,7
B-09	454	1,1	122	0,04*	0,25*	61,8	0,7	30,3	13,4	0,15*	0,8	0,3	0,15*
B-10	977	1,4	165	0,08	0,7	117	23	44,3	1,8	0,15*	0,4*	0,5	1,2
B-11	1130	1,9	321	0,57	3,1	1980	38	52,2	34,1	0,9	1,2	4,1	2,6
B-12	944	2,4	437	0,47	2,9	1690	33	136	38,6	0,9	2,6	3,8	2
MA-01	6676	6	221	2,81	7,4	5200	215	102	174	6,6	4,9	9,1	9,1
MA-02	2821	1,9	147	0,57	4,8	2480	27	4,1	50	1,9	3,5	5,2	3,5
MA-03	3932	3	137	0,46	2,9	1830	20	0,35	61	1,2	3,6	3,9	2,5
VR. MAX	6676	6	437	2,81	24,5	5200	215	172	174	6,6	4,9	9,1	9,1
VR. MIN	454	1,1	122	0,04	0,25	61,8	0,7	0,35	1,8	0,15	0,4	0,2	0,15
It	1268,59	0,99	64,23	0,56	4,94	1047,62	43,69	34,99	35,1	1,32	0,92	1,81	1,82

Fonte: Autoria própria (2007)

\* 0,04 – metade do limite de detecção.

VR. MAX.: Valor máximo

VR. MIN.: Valor mínimo

It: Intervalo de classes.

Tabela 11 – Matriz de Correlação Apresentando os Coeficientes dos Resultados Analíticos dos Elementos Químicos Analisados no Solo da Área Estudada. Valores em Negrito Indicam Correlação Alta.

	Cascalho	Areia	Argila	Al	Ba	Pb	Ca	Co	Cr	Fe	Mg	Mn	Ni	K	V	Zn
Cascalho	1															
Areia	-0,555	1														
Argila	0,491	-0,997	1													
Al	0,409	-0,746	<b>0,745</b>	1												
Ba	0,632	-0,62	0,592	<b>0,878</b>	1											
Pb	0,363	-0,489	0,480	<b>0,788</b>	<b>0,793</b>	1										
Ca	0,359	-0,436	0,424	0,438	0,542	0,447	1									
Co	0,023	-0,686	<b>0,716</b>	<b>0,766</b>	0,589	0,601	0,372	1								
Cr	<b>0,976</b>	-0,590	0,529	0,479	<b>0,712</b>	0,398	0,443	0,111	1							
Fe	0,329	-0,765	<b>0,772</b>	<b>0,912</b>	<b>0,819</b>	<b>0,803</b>	0,580	<b>0,894</b>	0,413	1						
Mg	<b>0,757</b>	-0,638	0,600	0,509	<b>0,728</b>	0,534	<b>0,786</b>	0,267	<b>0,815</b>	0,544	1					
Mn	0,010	-0,597	0,624	<b>0,719</b>	0,533	0,692	0,278	<b>0,903</b>	0,02	<b>0,841</b>	0,185	1				
Ni	0,115	-0,711	<b>0,734</b>	<b>0,813</b>	0,690	0,581	0,457	<b>0,939</b>	0,197	<b>0,901</b>	0,390	<b>0,861</b>	1			
K	0,561	-0,774	<b>0,760</b>	<b>0,932</b>	<b>0,940</b>	<b>0,718</b>	0,580	<b>0,727</b>	0,626	<b>0,901</b>	0,680	0,674	<b>0,839</b>	1		
V	0,363	-0,759	<b>0,762</b>	<b>0,904</b>	<b>0,833</b>	<b>0,834</b>	0,596	<b>0,866</b>	0,449	<b>0,996</b>	0,580	<b>0,812</b>	<b>0,864</b>	<b>0,893</b>	1	
Zn	0,252	-0,667	0,676	<b>0,877</b>	<b>0,804</b>	0,677	0,605	<b>0,875</b>	0,337	<b>0,938</b>	0,482	<b>0,811</b>	<b>0,917</b>	<b>0,916</b>	<b>0,919</b>	1

Fonte: Autoria própria (2007)

Na matriz de correlação, alguns metais apresentaram correlação positiva alta. Quando a concentração de um elemento cresce a tendência da concentração do outro elemento é aumentar, tais como o cromo com o magnésio, o magnésio com o cálcio, o alumínio com bário, chumbo, cobalto, ferro, manganês, níquel, potássio, vanádio e zinco. Na tabela 12 estão os metais pesados que apresentaram correlação positiva alta.

Tabela 12 – Elementos químicos que mostraram correlação positiva alta

Areia	Argila	Al	Ba	Pb	Ca	Co	Cr	Fe	Mg	Mn	Ni	K	V	Zn
	Al	Ba	Pb	Fe	Mg	Fe	Mg	Mn	Ba	Ni	K	V	Zn	
	Co	Pb	Cr	K		Mn		Ni	Ca	V	V	Zn		
	Fe	Co	Fe	V		Ni		K	Cr	Zn	Zn			
	Ni	Fe	Mg			K		V						
	K	Mn	K			V		Zn						
	V	Ni	V			Zn								
		K	Zn											
		V												
		Zn												

Fonte: Autoria própria (2007)

Conforme a matriz de correlação, os metais pesados nos pontos amostrados ocorreram, principalmente, nas argilas que tendem a absorver alguns elementos, quando em ambientes ácidos. As camadas argilosas do solo apresentam maior capacidade de retenção dos elementos principais.

### 5.3 Mapa de Isotores dos Metais Pesados

A tabela 10 mostra os intervalos de classes (It) utilizados para gerar os mapas de isotores dos metais pesados analisados. As figuras 46 a 58 apresentam esses mapas divididos em classes, diferenciadas por cores. Nos pontos B-01 a B-12 e MA-01 a MA-03 foram calculados os teores para *background*. Nos pontos MA-01 a MA-03 foram simulados derrame de óleo cru, emulsão naturalmente composta por porcentagem de água e petróleo, retirado do poço mais próximo aos pontos. Os maiores teores dos metais pesados ocorrem onde a Formação Jandaíra está mais próxima à superfície, aproximadamente 1 metro e apresenta níveis argilosos, o que

influenciou na formação do solo e composição das amostras coletadas. No trabalho desenvolvido por Nogueira (2006), para a caracterização geoquímica de solos na Bacia Potiguar, as litologias foram divididas em dois grupos, o Grupo dos Calcários e o grupo dos Siliciclásticos. Alguns elementos como alumínio, arsênio, bário, cálcio, cobalto, cromo, cobre, manganês, molibdênio, níquel, selênio, Titânio e as argilas apresentaram maiores concentrações no Grupo dos Calcários.

O fato de um determinado elemento químico entrar na classificação de metal pesado não significa que, necessariamente, tenha que apresentar toxicidade em qualquer concentração. Uma série de metais pesados, como o cobre, manganês, zinco e ferro, podem servir como nutrientes de plantas, animais e seres humanos, quando em concentrações adequadas. (MANCILHA, 2006, p. 5).

O Cromo na forma trivalente é necessário para a nutrição humana desde que esteja em concentrações adequadas.

Comparando-se os teores dos metais pesados existentes nas amostras de solo analisadas, apresentados na tabela 13, com os valores de Referência de Qualidade para solos das listas nacionais da CETESB (2005) e Fadigas (2002), internacionais do *Guidline* (Canadá), Chen et al (1999) no Estado da Flórida (E.U.A), EPA (Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, 1996) e Holanda (1994) (tabela 14), verifica-se que os teores de todos os metais pesados nas amostras de solo coletadas no Campo Fazenda Belém são inferiores aos valores de referência de qualidade. Isso indica que o solo analisado é considerado limpo, porque de acordo com a CETESB (2005), valor de referência de qualidade é a concentração de determinada substância que define um solo como limpo.

Tabela13 – Teores de Background para metais pesados no solo do Campo de Petróleo Fazenda Belém.

<b>METAIS PESADOS</b>	<b>TEORES DE BACKGROUND (mg/kg)</b>
Al	3460
Ba	3,42
Ca	290,08
Co	1,39
Cr	10,95
Fe	2798
K	97,8
Mg	91,68
Mn	92,68
Ni	2,77
Pb	2,61
V	4,15
Zn	3,8

Tabela 14 – Comparação dos teores de metais pesados no Campo Fazenda Belém com tabelas nacionais e internacionais

Elementos Químicos	L.D (mg/kg)	Campo Fazenda Belém (Teor máximo) (mg/kg)	Brasil - CETESB (2005) (Valor de referência de qualidade) (mg/kg)	Brasil Fadigas (2002) (média da concentração) (mg/kg)	Canadá (1998) ( <i>Guidelines</i> para o cenário agrícola) (mg/kg)	EUA - Estado da Flórida (1999) Vr. Máximo (mg/kg)	EUA – EPA (1996) (Valores genéricos de triagem) (mg/kg)	Holanda (1994) (valores de referência) (mg/kg)
Ag	0,9	< L.D	0,25	-	20	-	34	-
As	5	<L.D	3,5	-	12	38,2	29	29
Ba	0,67	<b>3,42</b>	75	-	750	-	1600	200
Cd	0,1	< L.D	0,5	0,6	14	1,02	8	0,8
Co	0,08	<b>1,39</b>	13	6	40	-	-	20
Cr	0,5	<b>10,95</b>	40	31	64	175	38	100
Cu	0,4	< L.D	35	16	63	-	-	36
Mo	0,2	< L.D	4	-	5	-	-	10
Ni	0,3	<b>2,77</b>	13	14	50	80,6	130	35
Pb	0,8	<b>2,61</b>	17	12	70	290	-	85
Sb	0,68	< L.D	0,5	-	20	-	5	-
V	0,1	<b>4,15</b>	275	-	130	-	6.000	-
Zn	0,3	<b>3,8</b>	60	24	200	86,5	12.000	140

Fonte: Autoria própria (2007)

L.D – Limite de detecção do método empregado na análise.

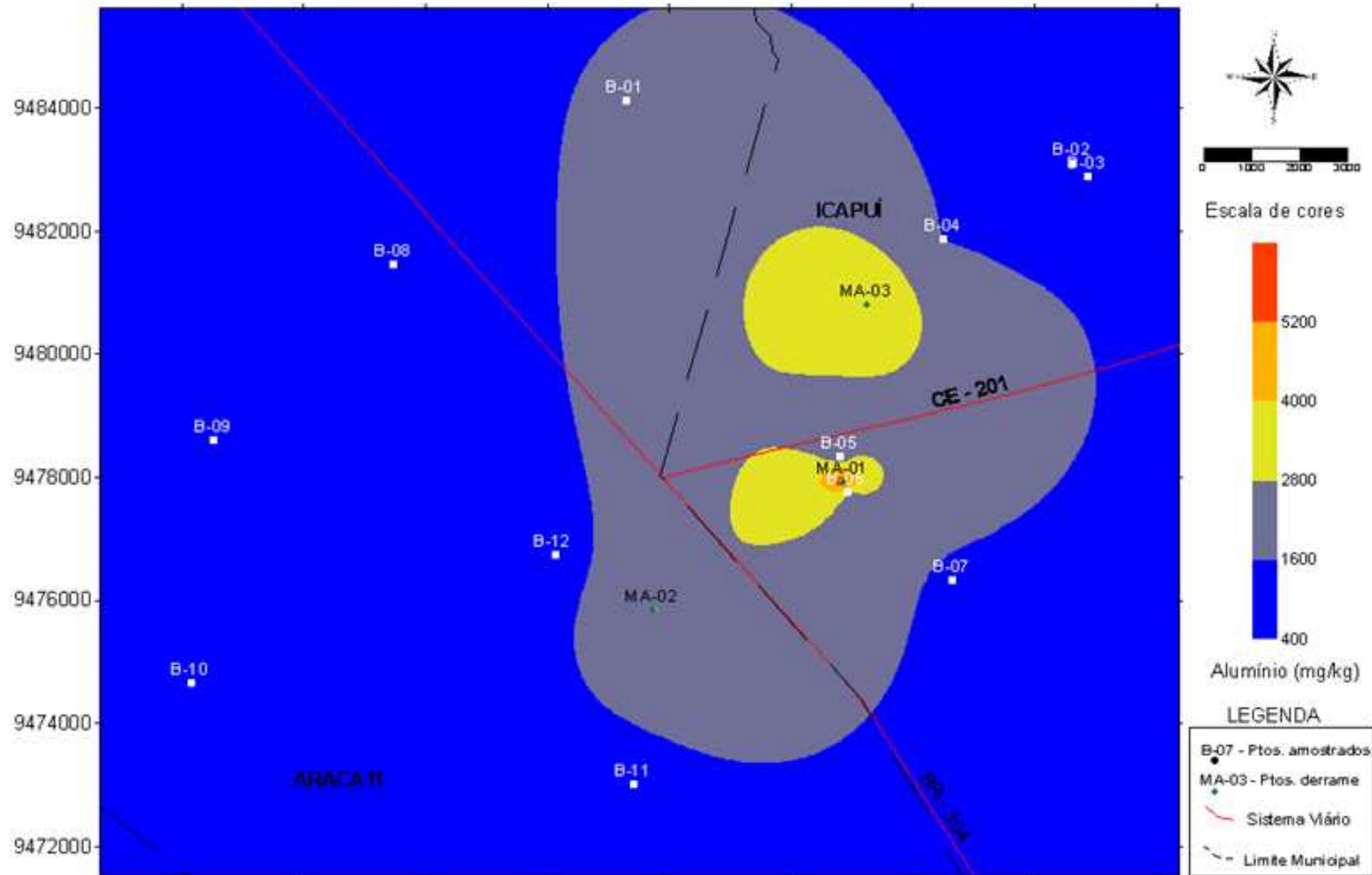


Figura 46 – Mapa de Isotores do elemento alumínio no campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

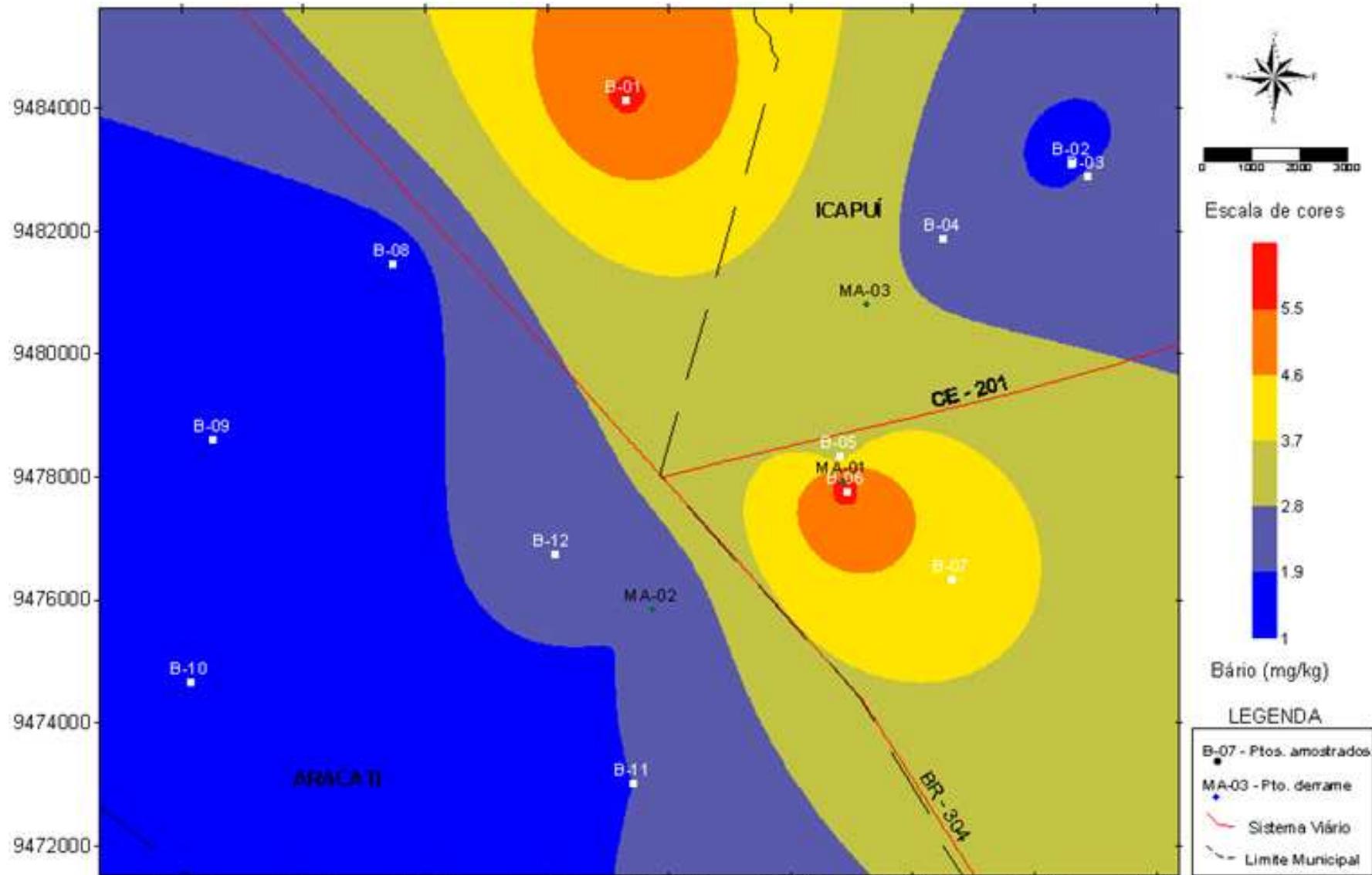


Figura 47 – Mapa de isotores do elemento bário no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

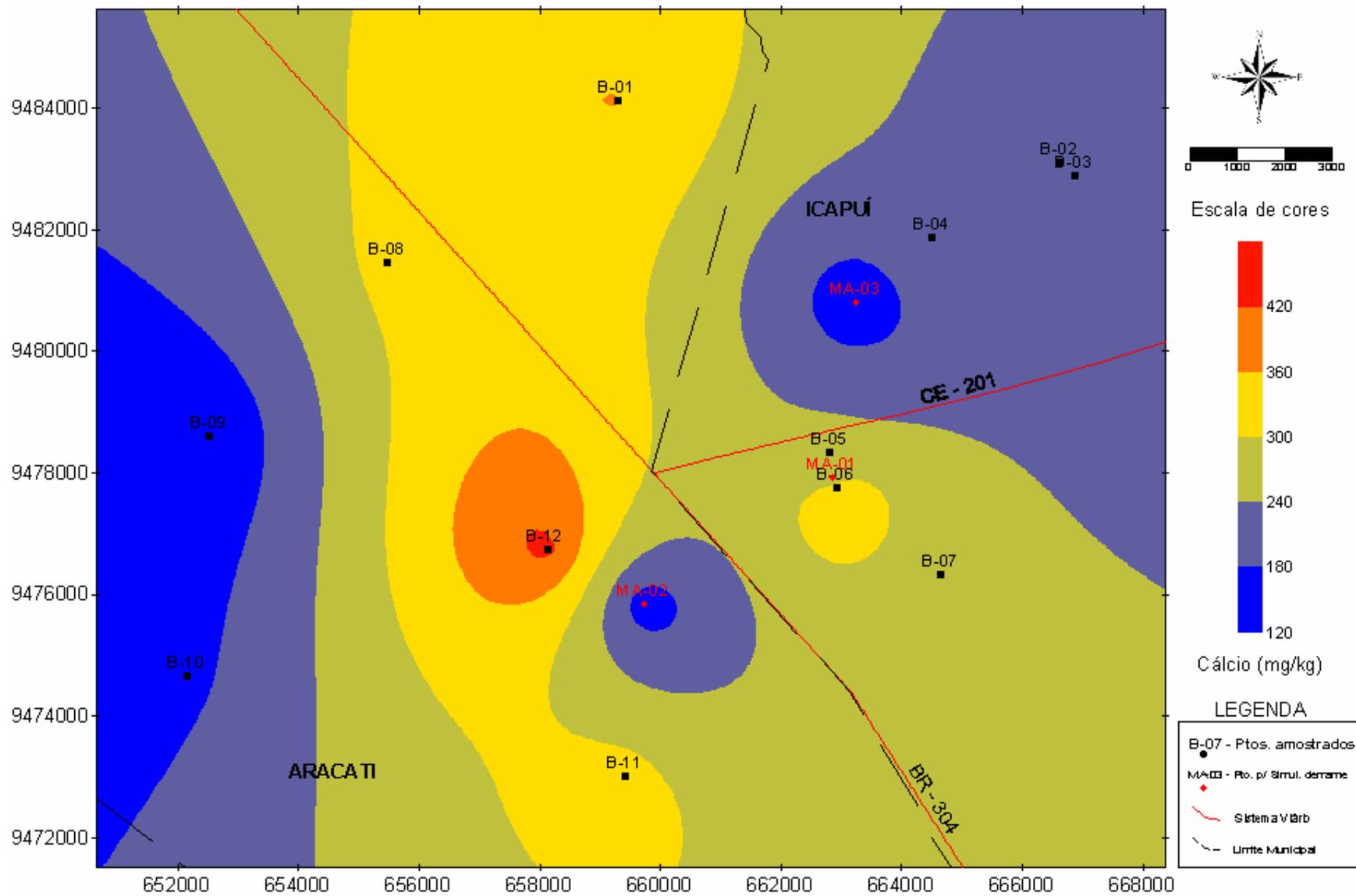


Figura 48– Mapa de isotores do elemento cálcio no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

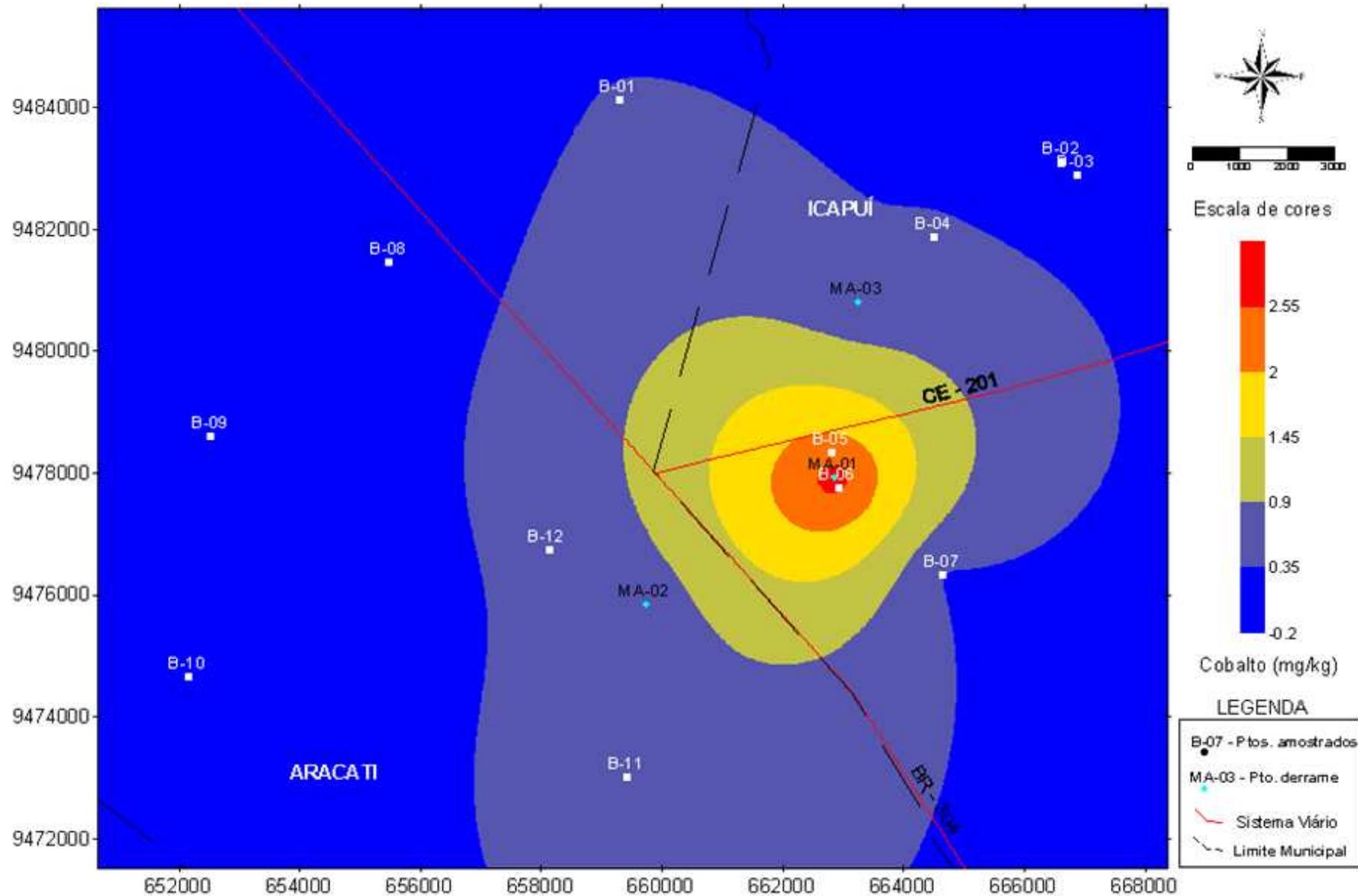


Figura 49- Mapa de isoteores do elemento cobalto no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

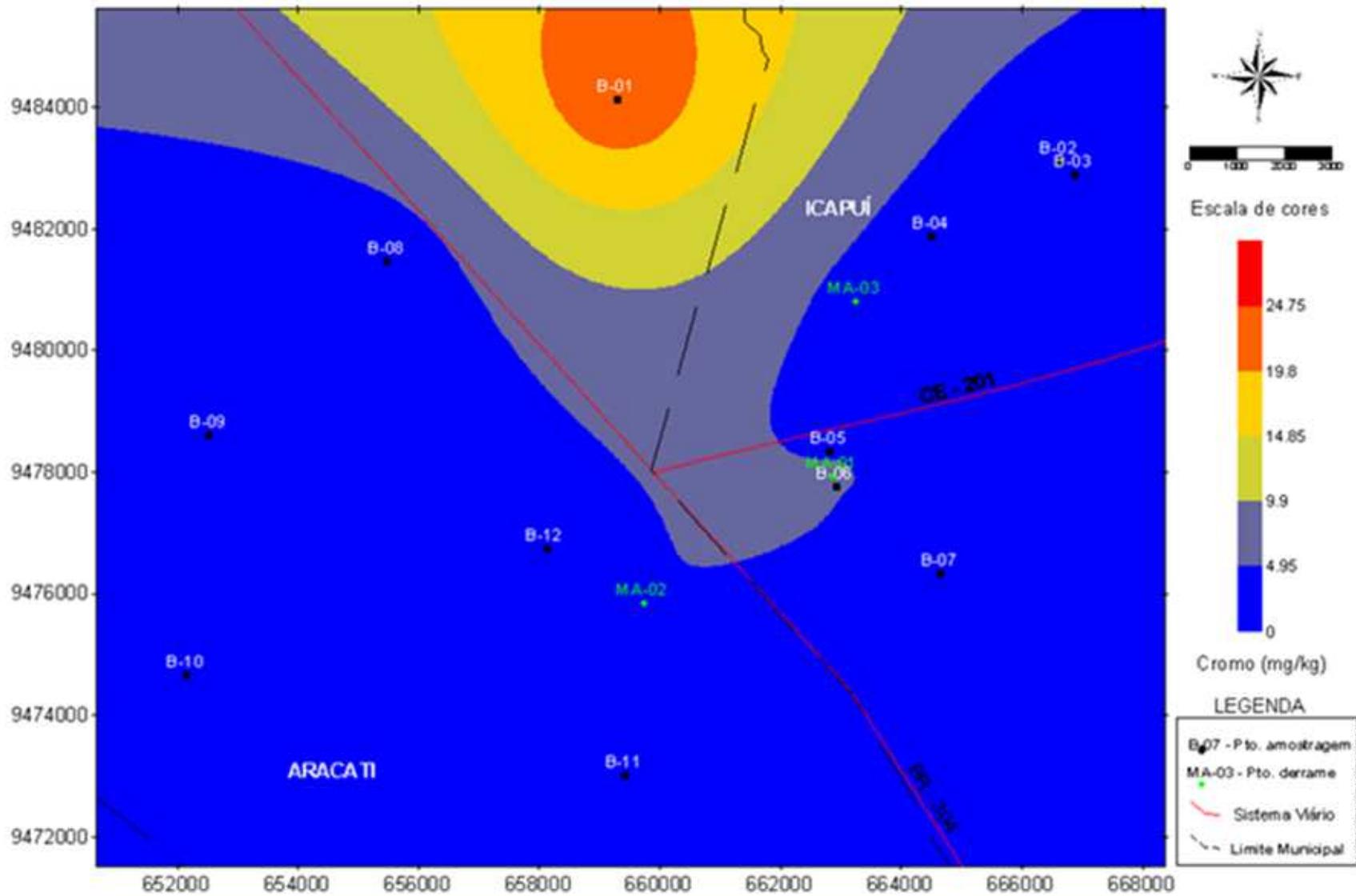


Figura 50 – Mapa de isotores do elemento cromo no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

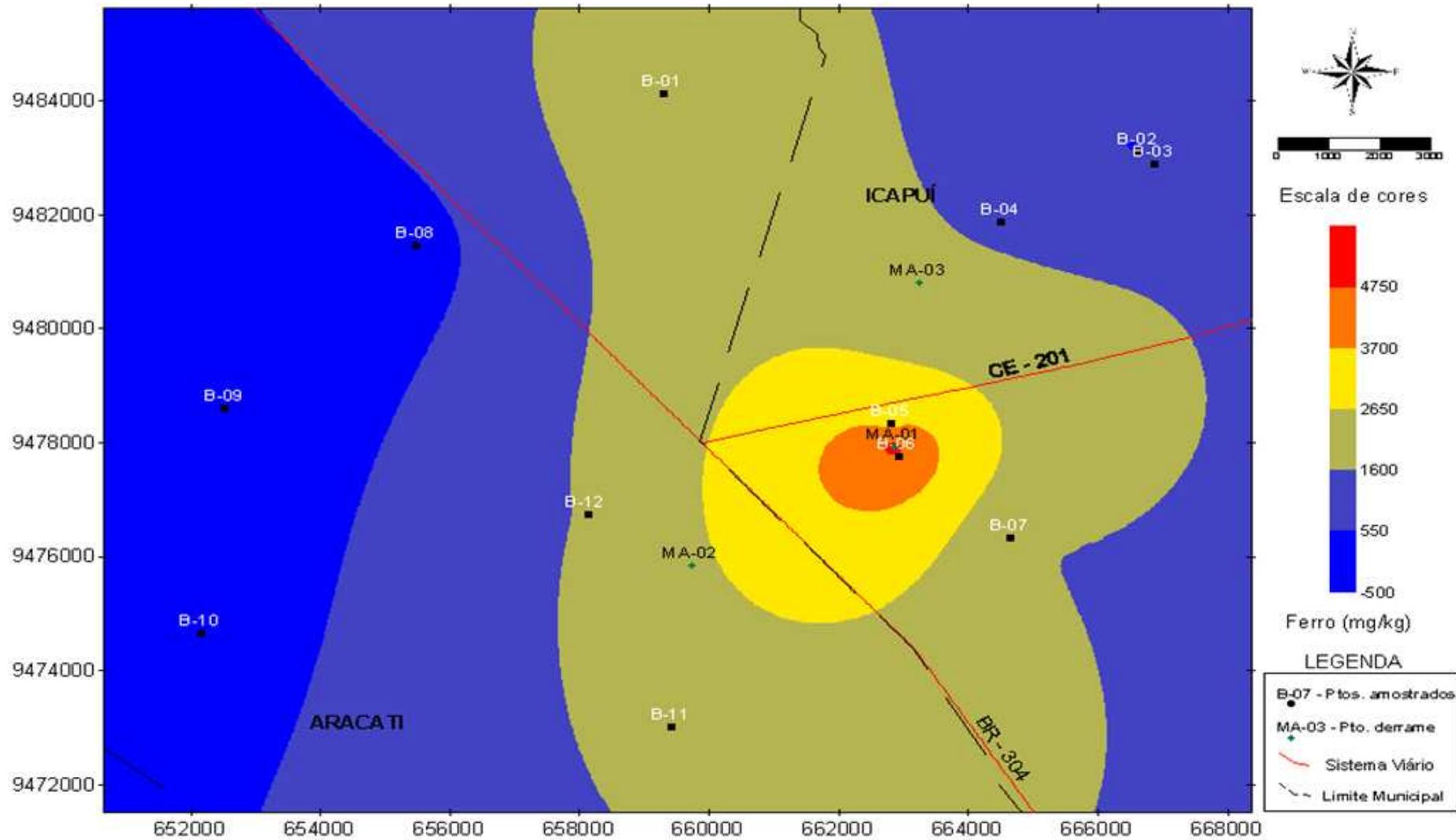


Figura 51 – Mapa de isoteores do elemento ferro no campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

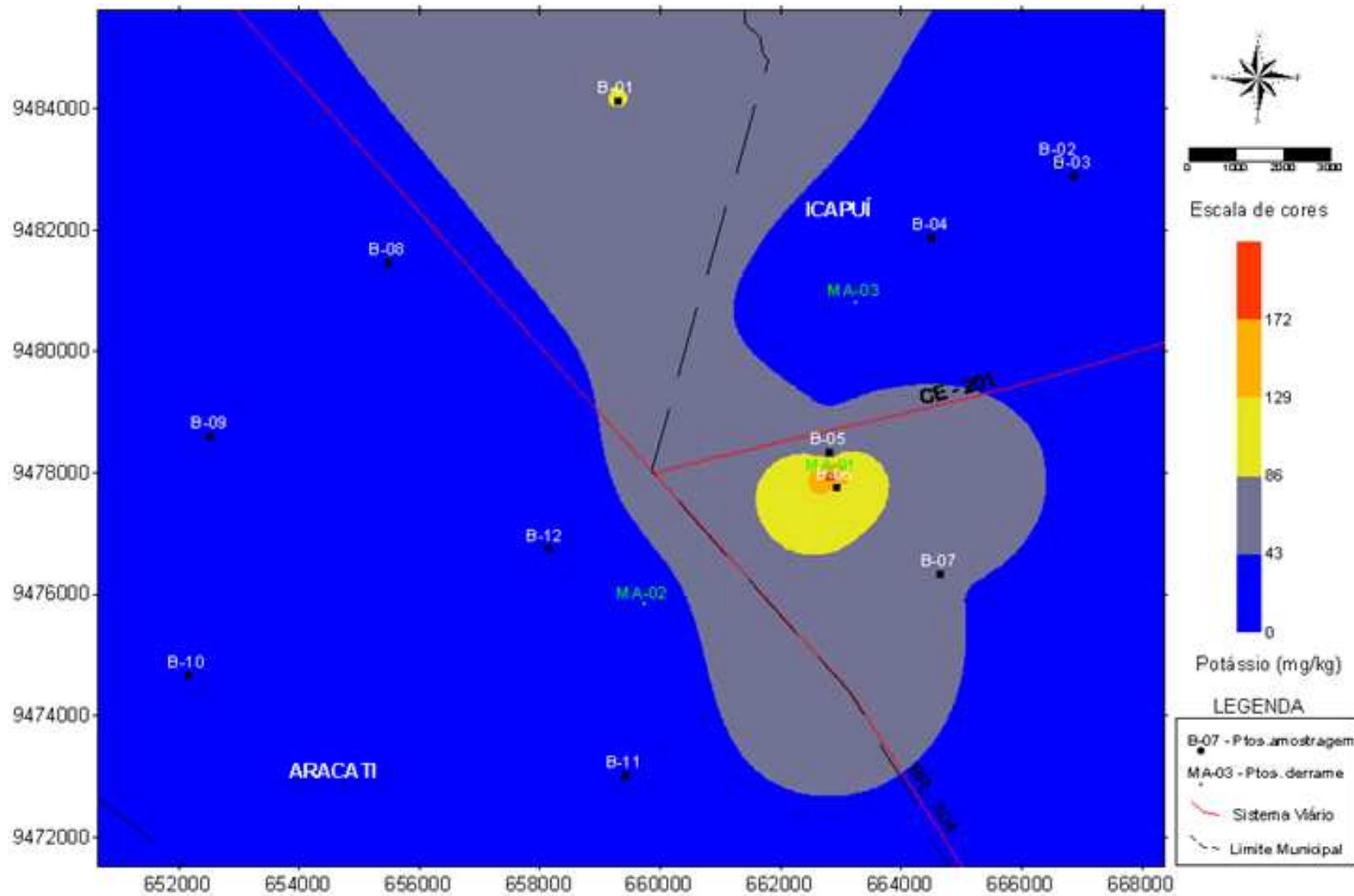


Figura 52- Mapa de isotores do elemento potássio no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

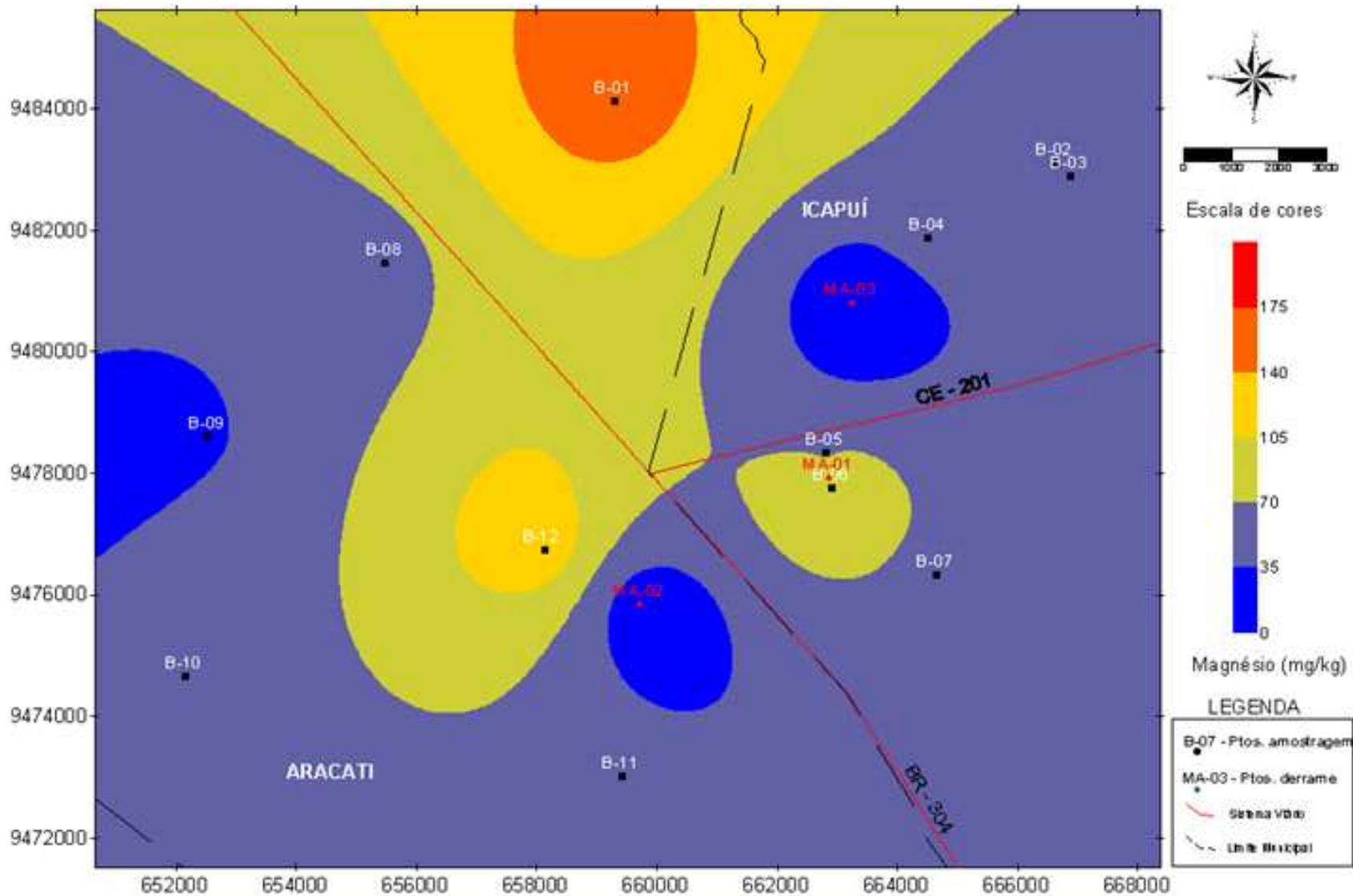


Figura 53 – Mapa de isoteores do elemento magnésio no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

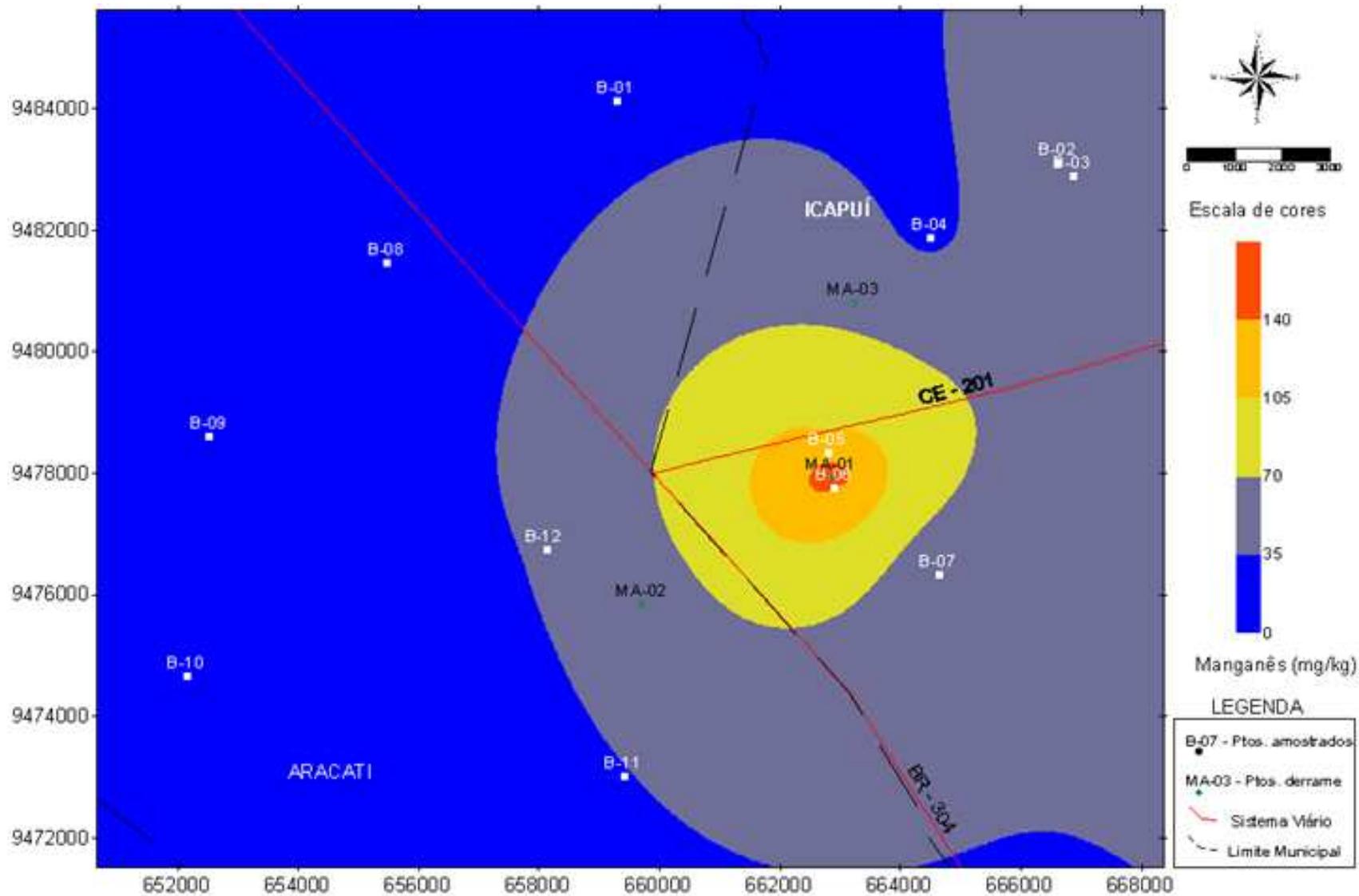


Figura 54 – Mapa de isoteores do elemento manganês no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

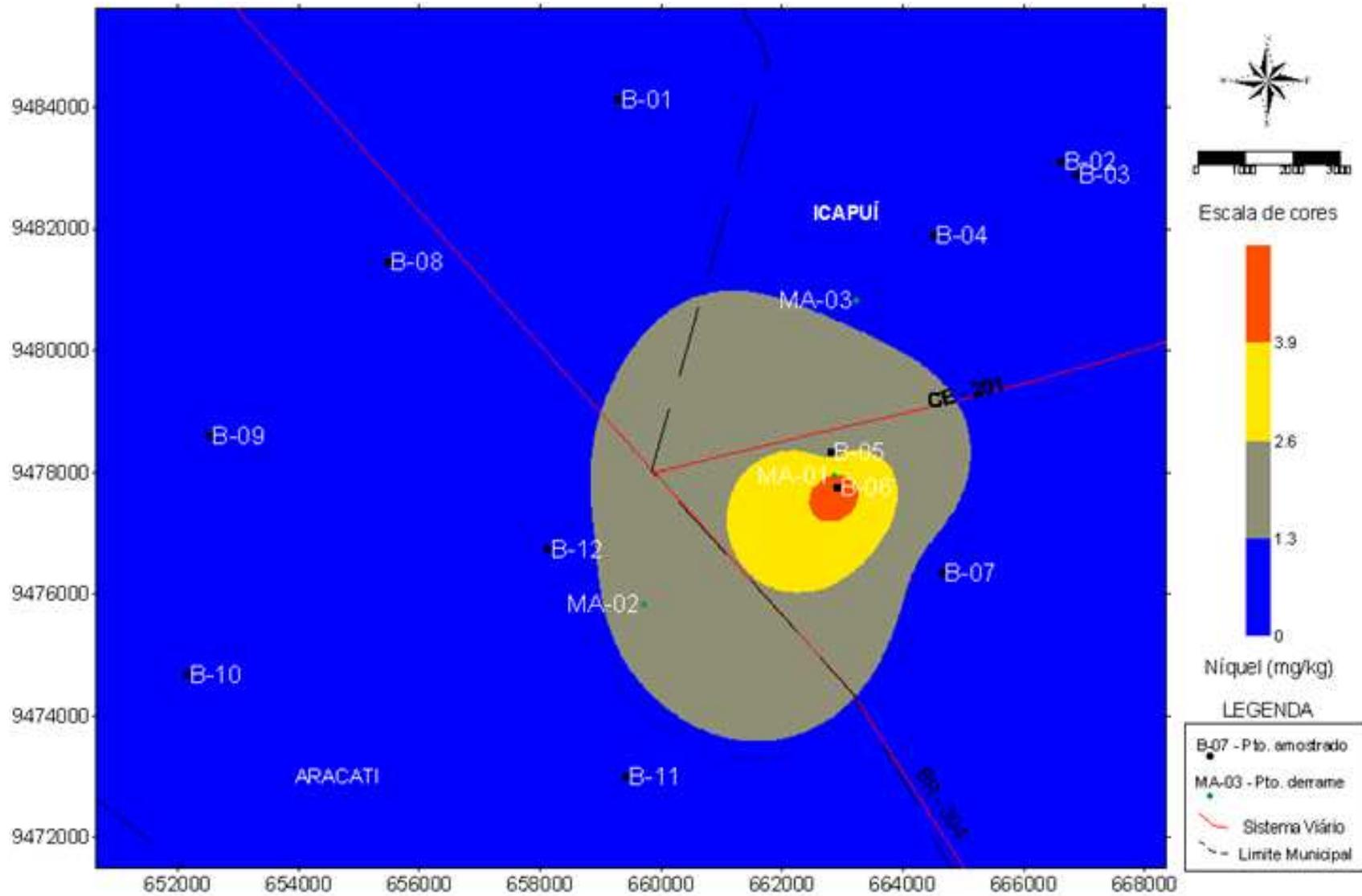


Figura 55 – Mapa de isoteores do elemento níquel no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

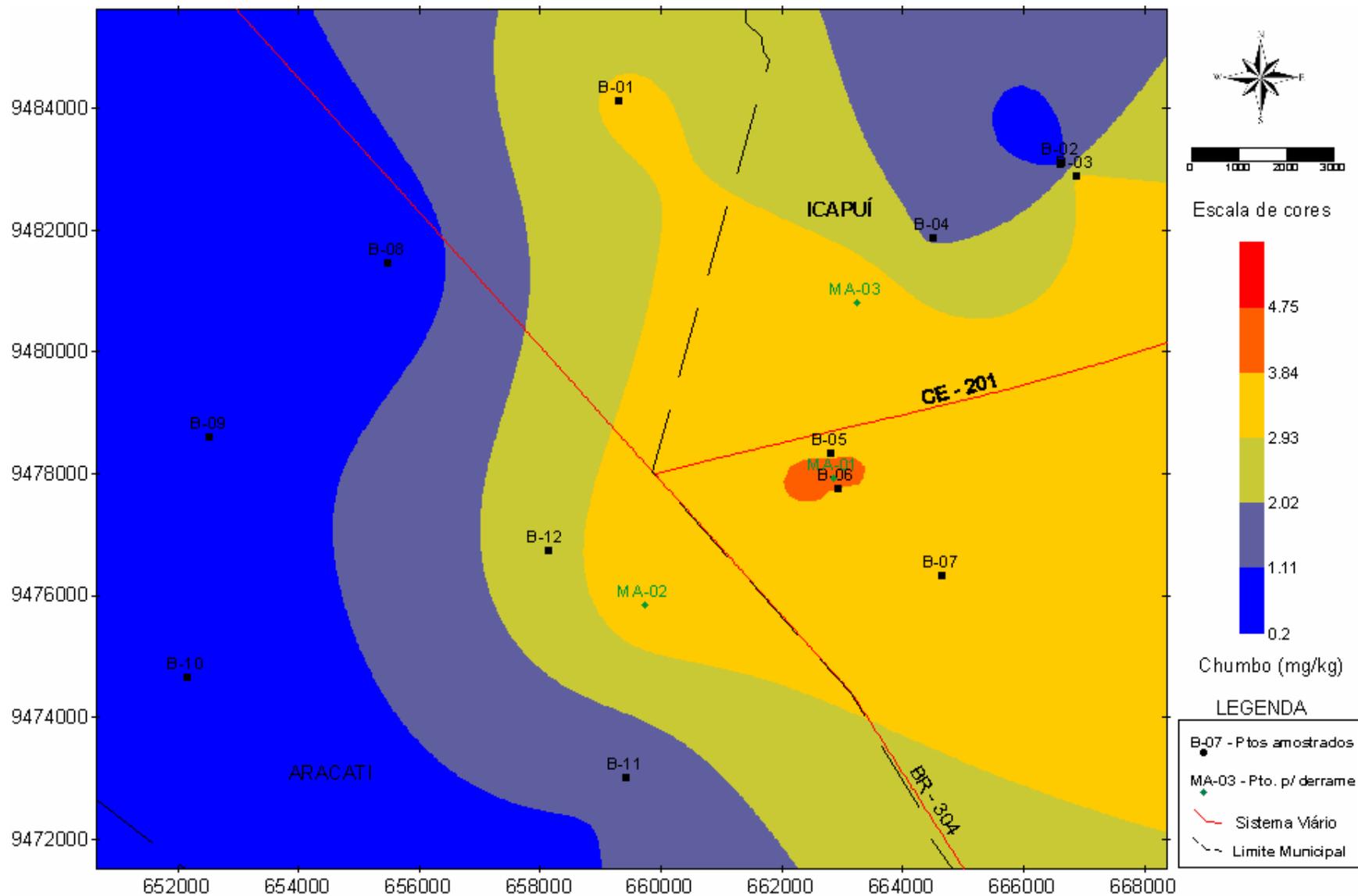


Figura 56 – Mapa de isotores do elemento chumbo no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

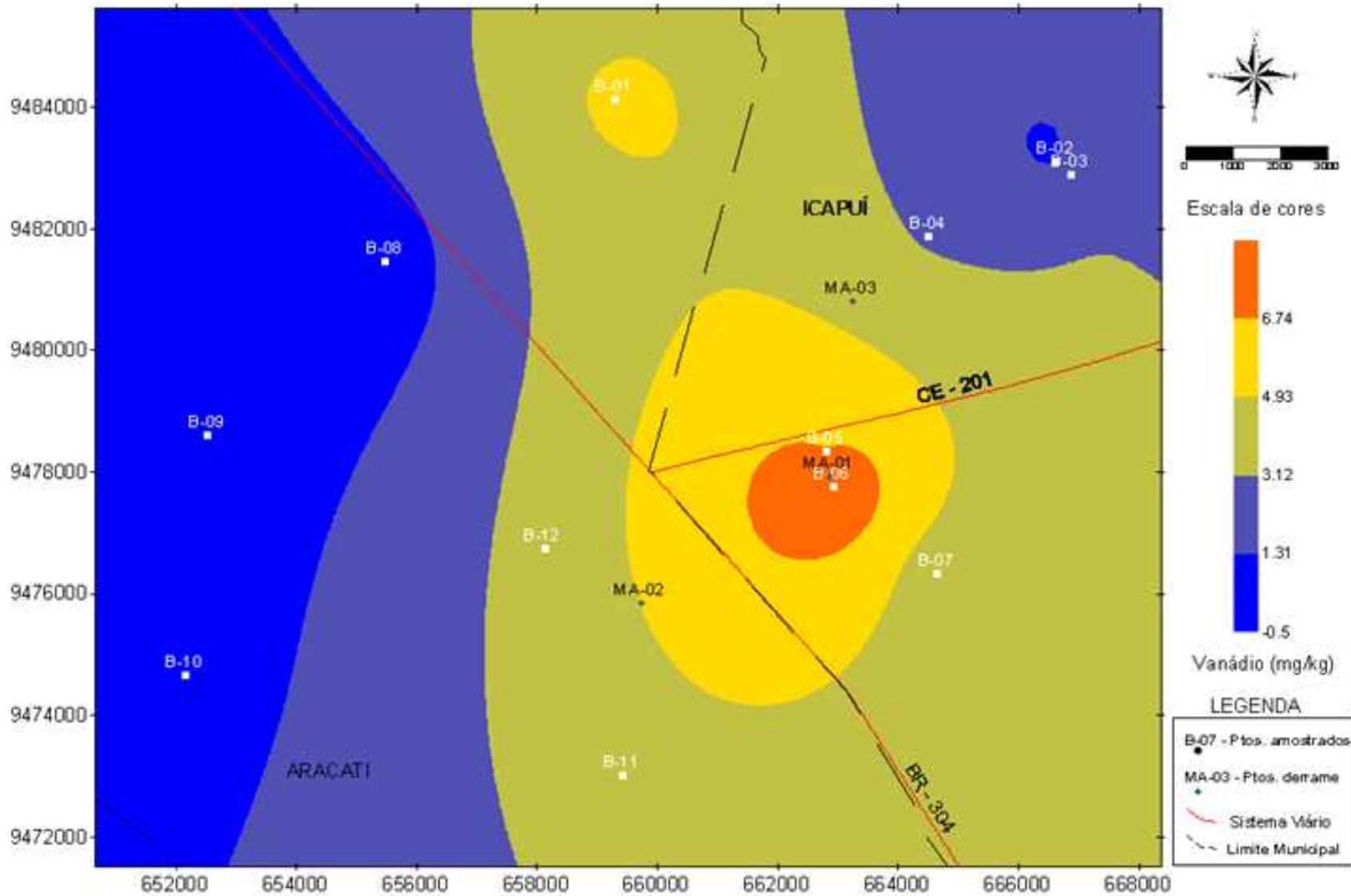


Figura 57 – Mapa de isotores do elemento vanádio no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

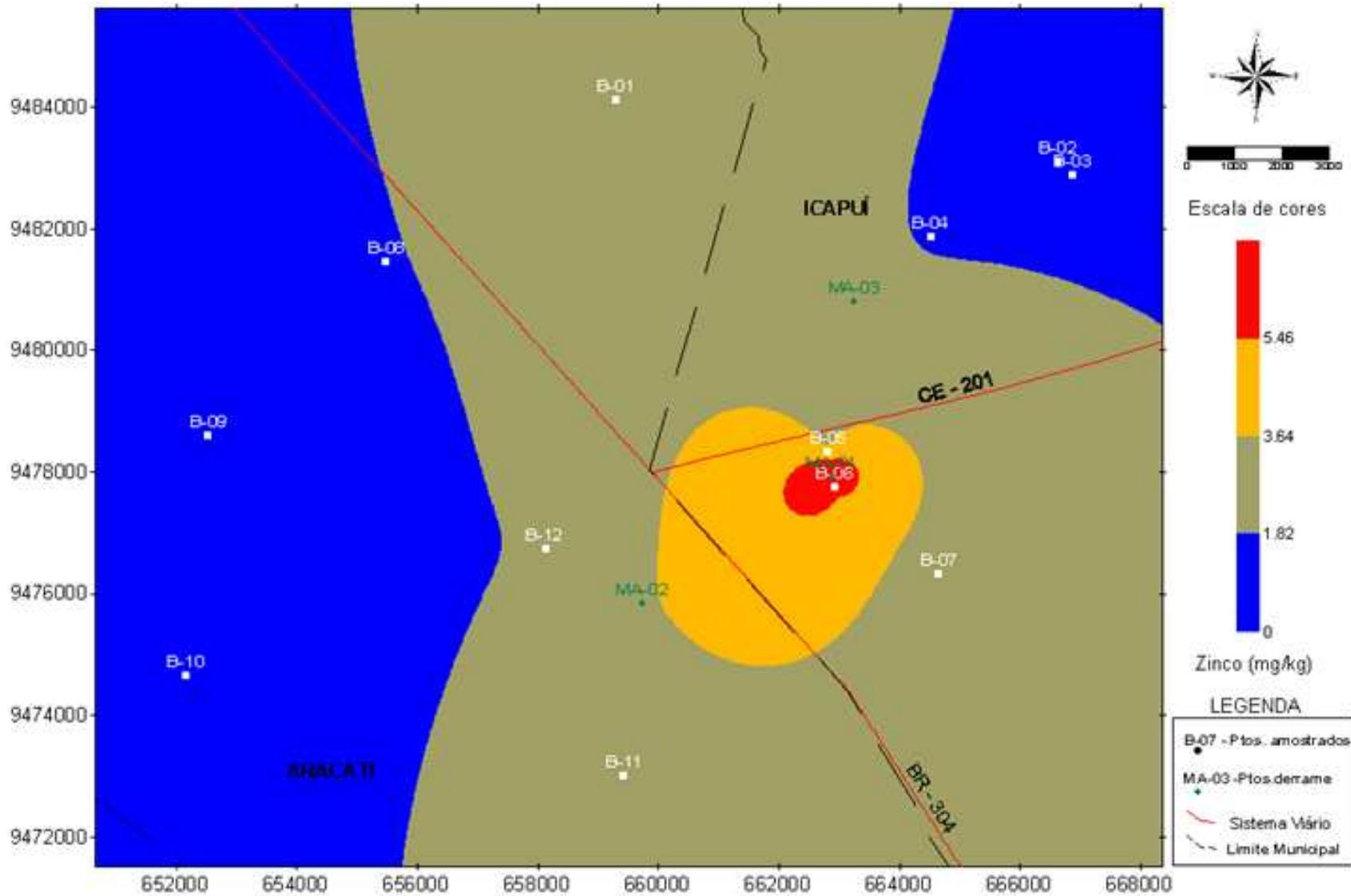


Figura 58 – Mapa de isoteores do elemento zinco no Campo Fazenda Belém  
 Fonte: Modificado da Petrobras (2007)

Embora os mapas de isotores tenham apresentado maiores concentrações nos pontos MA-01, B-06 e B-01, todos os teores de metais pesados nas amostras coletadas no Campo Fazenda Belém são inferiores aos valores de referência de qualidade das Listas nacionais e internacionais. (Tabela 14). Conforme os valores de referência nacionais e internacionais, as áreas onde foram coletadas as amostras de solo são consideradas como áreas limpas, livres de contaminação.

#### 5.4 Simulação de Derrame de Óleo no Solo

Na simulação de derrame de óleo no solo do Campo Fazenda Belém, a infiltração do óleo variou com a temperatura, densidade, viscosidade do óleo e a porosidade do solo.

No ponto MA-01 o óleo infiltrou até a profundidade de 0,03 m, com a temperatura do óleo à 32°C (Figura 59). No ponto MA-02 o óleo infiltrou até a profundidade máxima de 0,05 m, à temperatura do óleo de aproximadamente 41°C. (Figuras 60a e 60b). A infiltração do óleo no solo no ponto MA-03 também atingiu a profundidade máxima de 0,05m à temperatura do óleo de 47°C. (Figura 61).



Figura 59 – No ponto MA-01 o óleo infiltrou até a profundidade de 0,03m.



Figura 60a – Ponto MA-02 onde foi simulado derrame de óleo cru. Área de 1m<sup>2</sup>.



Figura 60b – Ponto MA-02, o óleo infiltrou até a profundidade máxima de 0,05 m.



Figura 61 – Ponto MA-03, onde foi derramado óleo à temperatura de 47°C, evidenciando a profundidade máxima de infiltração, correspondendo a 0,05 m.

O óleo do campo de Fazenda Belém possui viscosidade alta no período em que os poços não passam pelo processo de injeção de vapor. À medida que aumenta a temperatura, durante a injeção de vapor na formação para a recuperação do óleo, a viscosidade diminui. Nesse campo, cada poço recebe injeção de vapor apenas uma vez por ano e a possibilidade de vazamento nesse período é mínima, devido ao cuidado dos operadores para evitar acidente com vazamento de óleo. A temperatura durante a injeção de vapor pode atingir mais de 100°C, porém, o poço só começa a produzir quando a temperatura diminui.

No período da pesquisa, os três poços não tinham recebido injeção de vapor, portanto, a temperatura máxima do óleo foi de 47°C.

A tabela 15 e o gráfico 4 representam a viscosidade típica do óleo do Campo Fazenda Belém, variando com a temperatura.

Tabela 15 – Viscosidade (Centipoise) típica do óleo do Campo Fazenda Belém

Temp (°C)	Viscosidade (cP)
30	28000
40	21700
50	12900
60	11200
70	6300
80	3400
89	3200
Média	12385,71

Fonte: Dados da PETROBRAS (2007)

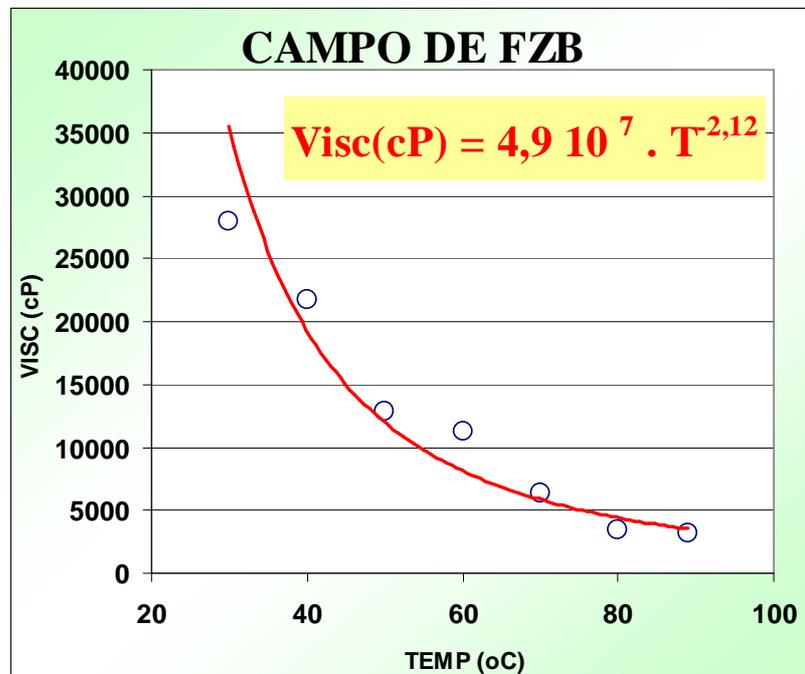


Gráfico 4 – Viscosidade real x temperatura do óleo do Campo Fazenda Belém gerado com dados da tabela 15.

Fonte: Dados da PETROBRAS (2007).

Os óleos crus usados na simulação de derrame nos pontos MA-01, MA-02, MA-03, apresentaram viscosidade alta, conforme a temperatura no momento do estudo. (Ver Tabela 12). A alta viscosidade do óleo impediu a infiltração no solo a grandes profundidades, ficando retido próximo à superfície, onde ocorreu a saturação.

#### **5.4.1 Concentrações dos hidrocarbonetos policíclicos aromáticos**

Os resultados das análises das amostras do solo apresentaram as concentrações dos hidrocarbonetos policíclicos aromáticos abaixo do limite de detecção, tanto para as amostras coletadas antes da simulação do derrame de óleo apresentado na tabela 16, como para as coletadas após a simulação do derrame. (Tabela 17).

A tabela dos valores orientadores para solo e água subterrânea no Estado de São Paulo, define o valor de prevenção como a concentração de determinada substância, acima da qual podem ocorrer alterações prejudiciais à qualidade do solo e da água subterrânea. As amostras coletadas depois da simulação de derrame de óleo no campo de Fazenda Belém apresentaram as concentrações dos hidrocarbonetos policíclicos aromáticos inferiores ao limite de prevenção para solos, estabelecido pela CETESB (2005), no Estado de São Paulo. Isto indica que após a retirada da camada de resíduo de óleo derramado nesses locais, as concentrações de HPA que ficaram retidas na camada de solo imediatamente inferior, são insignificantes, raramente detectadas e não representam risco à saúde humana, dos animais e ao meio ambiente.

Tabela 16 – Concentração de hidrocarbonatos policíclicos aromáticos nas amostras de solo coletadas antes da simulação do derrame de óleo.

HPA	Vr.PREVENÇÃO CETESB (mg/kg)	AMOSTRAS			L.D.(mg/kg)
		MA-01	MA-02	MA-03	
Naftaleno	0,12	<L.D	<L.D	<L.D	0,000324
Acenafteno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000309
Fluoreno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000393
Fenantreno	3,3	<L.D	<L.D	<L.D	0,000252
Antraceno	0,039	<L.D	<L.D	<L.D	0,000275
Fluoranteno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000178
Pireno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000269
Benzo (a) Antraceno	0,025	<L.D	<L.D	<L.D	0,000455
Criseno	8,1	<L.D	<L.D	<L.D	0,000131
Benzo (b) Fluoranteno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000485
Benzo (k) Fluoranteno	0,38	<L.D	<L.D	<L.D	0,000107
Benzo (a) Pireno	0,052	<L.D	<L.D	<L.D	0,00024
Dibenzo (a,h) Antraceno	0,08	<L.D	<L.D	<L.D	0,000267
Benzo (g,h,i) Perileno	0,57	<L.D	<L.D	<L.D	0,000974
Acenaftileno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000189
Indeno (1,2,3 - cd) Pireno	0,031	<L.D	<L.D	<L.D	0,000736

Fonte: Autoria própria (2007).

L.D. – Limite de Detecção do método empregado para análise.

Tabela 17 – Concentrações de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos nas amostras de solo depois da simulação do derrame de óleo.

HPA	Vr.PREVENÇÃO CETESB (mg/kg)	AMOSTRAS DE SOLO			L.D.(mg/kg)
		MA2-01	MA2-02	MA2-03	
Naftaleno	0,12	<L.D	<L.D	<L.D	0,000324
Acenafteno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000309
Fluoreno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000393
Fenantreno	3,3	<L.D	<L.D	<L.D	0,000252
Antraceno	0,039	<L.D	<L.D	<L.D	0,000275
Fluoranteno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000178
Pireno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000269
Benzo (a) Antraceno	0,025	<L.D	<L.D	<L.D	0,000455
Criseno	8,1	<L.D	<L.D	<L.D	0,000131
Benzo (b) Fluoranteno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000485
Benzo (k) Fluoranteno	0,38	<L.D	<L.D	<L.D	0,000107
Benzo (a) Pireno	0,052	<L.D	<L.D	<L.D	0,00024
Dibenzo (a,h) Antraceno	0,08	<L.D	<L.D	<L.D	0,000267
Benzo (g,h,i) Perileno	0,57	<L.D	<L.D	<L.D	0,000974
Acenaftileno	–	<L.D	<L.D	<L.D	0,000189
Indeno (1,2,3 - cd) Pireno	0,031	<L.D	<L.D	<L.D	0,000736

Fonte: Autoria própria (2007)

L.D. Limite de detecção do método empregado para a análise

## 5.4.2 Concentrações de metais

### 5.4.2.1 Concentrações de metais pesados no solo

As concentrações dos metais pesados nas amostras de solo coletadas na área estudada, antes da simulação do derrame de óleo, são inferiores aos Valores de Referência de Qualidade da CETESB (2005). As concentrações de Antimônio, Arsênio e Cádmio foram inferiores ao limite de detecção do método empregado nas análises. (Tabela 18).

Tabela 18 – Concentração dos metais pesados na área estudada antes da simulação do derrame de óleo na profundidade de 1m. Análise por digestão com água régia.

Metais	L.D (mg/kg)	VR. Ref. Qualidade do Solo CETESB (2005) (mg/kg)	Concentração dos metais nas amostras de solo antes do derrame (mg/kg)		
			MA-01	MA-02	MA-03
Alumínio	6,2	-	2814	1420	1090
Antimônio	0,68	<0,50	<L.D	<L.D	<L.D
Arsênio	1,5	3,5	<L.D	<L.D	<L.D
Bário	0,67	75	5,2	2,2	3,8
Cádmio	0,1	<0,5	<L.D	<L.D	<L.D
Cálcio	2,6	-	330	254	285
Chumbo	0,8	17	4,3	4	3,8
Cobalto	0,08	13	2,96	0,99	0,53
Cobre	0,4	35	1,9	0,7	0,7
Cromo	0,5	40	7	6,6	2,8
Ferro	2,6	-	4860	3050	2080
Fósforo	100	-	130	<L.D	108
Magnésio	0,7	-	118	55	58
Manganês	0,2	-	171	63	76
Molibdênio	0,2	<4	<L.D	<L.D	<L.D
Níquel	0,3	13	4,6	1,5	0,6
Potássio	10	-	120	30	29
Vanádio	0,1	275	8,9	6,6	4,6
Zinco	0,3	60	7,9	4,3	4,3

Fonte: Autoria própria (2007)

L.D. Limite de Detecção do método empregado na análise.

As amostras de solo coletadas depois da simulação do derrame de óleo estão representadas na tabela 19. Comparando-se os teores das concentrações de metais pesados com os valores de Referência de Qualidade da CETESB (2005), as concentrações de metais pesados no solo do campo de Fazenda Belém são inferiores as da CETESB (2005).

Tabela 19 – Concentração de metais pesados nas amostras do solo depois da simulação de derrame de óleo na profundidade de 1m. Análise por digestão com água régia.

Metais	L.D (mg/kg)	VR. Ref. Qualidade do Solo CETESB (2005)(mg/kg)	Concentração dos metais nas amostras de solo depois do derrame (mg/kg)		
			MA2-01	MA2-02	MA2-03
Alumínio	6,2	—	1860	814	1250
Antimônio	0,68	<0,50	<L.D	<L.D	<L.D
Arsênio	1,5	3,5	<L.D	<L.D	<L.D
Bário	0,67	75	7,5	1,7	2,8
Cádmio	0,1	<0,5	<L.D	<L.D	<L.D
Cálcio	2,6	-	331	236	224
Chumbo	0,8	17	4,4	2,8	3,2
Cobalto	0,08	13	3	0,65	0,55
Cobre	0,4	35	2	0,6	<0,4
Cromo	0,5	40	6,7	3,6	2,4
Ferro	2,6	-	4640	2500	1880
Fósforo	100	-	153	<L.D	<L.D
Magnésio	0,7	-	102	47	49
Manganês	0,2	-	190	29	67
Molibdênio	0,2	<4	<L.D	<L.D	<L.D
Níquel	0,3	13	4,3	1,1	0,5
Potássio	10	-	99	21	22
Vanádio	0,1	275	8,5	5,5	4,2
Zinco	0,3	60	7,2	2,2	2

Fonte: Autoria própria (2007)

L. D - Limite de Detecção do método empregado nas análises.

A comparação das concentrações dos elementos nas amostras de solo coletadas depois da simulação de derrame de óleo com os trabalhos nacionais da CETESB (2005) e Fadigas (2002), internacionais do *Guidline* (Canadá, 1996), Chen et al.(1999) no Estado da Flórida (E.U.A., 1999), EPA (Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, 1996) e Holanda (1994) demonstrou que todos os teores das amostras de solo do Campo de Fazenda

Belém são inferiores aos valores de referência dessas listas. (Tabela 20). Isso indicou que após a retirada da camada do resíduo (solo com óleo), depois do derrame nos locais amostrados, a camada do solo imediatamente inferior permaneceu limpa, livre de contaminação nessas amostras.

Tabela 20 – Comparação dos teores dos elementos nas amostras coletadas no Campo Fazenda Belém, com valores de referência de qualidade das listas nacionais e internacionais.

Metais Pesados	L.D (mg/kg)	Teores de elementos nas amostras de solo do Campo Fazenda Belém (mg/kg)			Brasil – CETESB (2005) (Valor de Referência de Qualidade) (mg/kg)	Brasil – Fadigas (2002) (Média da Concentração) (mg/kg)	Canadá (1996) ( <i>Guidelines</i> para o cenário agrícola) (mg/kg)	EUA.Estado da Flórida (1999) Valores Máximos (mg/kg)	EUA - EPA (1996) Valores Genéricos de Triagem) (mg/kg)	Holanda (VROM, 1994) (Valores de Referência) (mg/kg)
		MA2-01	MA2-02	MA2-03						
Ag	0,9	<L.D	<L.D	<L.D	0,25	-	20	-	34	-
As	5	<L.D	<L.D	<L.D	3,5	-	12	38,2	29	29
Ba	0,67	7,5	1,7	2,8	75	-	750	-	1600	200
Cd	0,1	<L.D	<L.D	<L.D	0,5	0,6	14	1,02	8	0,8
Co	0,08	3	0,65	0,55	13	6	40	-	-	20
Cr	0,5	6,7	3,6	2,4	40	31	64	175	38	100
Cu	0,4	2	0,6	<L.D	35	16	63	-	-	36
Mo	0,2	<L.D	<L.D	<L.D	4	-	5	-	-	10
Ni	0,3	4,3	1,1	0,5	13	14	50	80,6	130	35
Pb	0,8	4,4	2,8	3,2	17	12	70	290	-	85
Sb	0,68	<L.D	<L.D	<L.D	0,5	-	20	-	5	-
V	0,1	8,5	5,5	4,2	275	-	130	-	6.000	-
Zn	0,3	7,2	2,2	2	60	24	200	86,5	12.000	140

Fonte: Autoria própria (2007)

#### 5.4.2.2 Concentrações de metais pesados no petróleo do campo de produção Fazenda Belém

Os óleos dos poços FZB-114-CE e FZB-450-CE, analisados no CENPES, apresentaram teores dos elementos Alumínio (Al), Bário (Ba), Cromo (Cr), Cobre (Cu), Manganês (Mn), Molibdênio (Mo), Chumbo (Pb) e Zinco (Zn) inferiores a 0,5 mg/kg. (Tabela 21).

Tabela 21 – Concentração de metais nos óleos dos poços do Campo Fazenda Belém.

Metais	Teores de metais (mg/kg) Poços	
	FZB-114-CE	FZB-450-CE
Al	< 0,5	< 0,5
Ba	< 0,5	< 0,5
Ca	11	2,7
Cr	< 0,5	< 0,5
Cu	< 0,5	< 0,5
Fe	3,8	2,2
K	5	4,3
Mg	1,8	< 0,5
Mn	< 0,5	< 0,5
Mo	< 0,5	< 0,5
Ni	20	22
Pb	< 0,5	< 0,5
V	9,1	9,6
Zn	< 0,5	< 0,5

Fonte: Autoria própria (2007)

#### 5.4.3 Análise de dados

Os elementos antimônio, arsênio, cádmio, cobre, fósforo e molibdênio apresentaram teores inferiores ao limite de detecção do método empregado nas análises, não sendo considerado para o cálculo estatístico. As tabelas 22 e 23 mostram os teores de metais pesados das amostras coletadas antes e depois da simulação de derrame de óleo, respectivamente, na profundidade de 1 metro. Esses teores foram utilizados no tratamento estatístico.

Tabela 22 –Concentração de metais pesados nas amostras de solo coletadas antes da simulação do derrame de óleo, na profundidade de 1m

AMOSTRAS	METAIS (mg/kg)												
	Al	Ba	Pb	Ca	Co	Cr	Fe	Mg	Mn	Ni	K	V	Zn
MA-01	2814	5,2	4,3	330	2,96	7	4860	118	171	4,6	120	8,9	7,9
MA-02	1420	2,2	4	254	0,99	6,6	3050	55	63	1,5	30	6,6	4,3
MA-03	1090	3,8	3,8	285	0,53	2,8	2080	58	76	0,6	29	4,6	4,3

Fonte: Autoria própria (2007)

Tabela 23 –Concentrações de metais pesados nas amostras de solo coletadas depois da simulação do derrame de óleo, na profundidade de 1m.

AMOSTRAS	METAIS (mg/kg)												
	Al	Ba	Pb	Ca	Co	Cr	Fe	Mg	Mn	Ni	K	V	Zn
MA2-01	1860	7,5	4,4	331	3	6,7	4640	102	190	4,3	99	8,5	7,2
MA2-02	814	1,7	2,8	236	0,65	3,6	2500	47	29	1,1	21	5,5	2,2
MA2-03	1250	2,8	3,2	224	0,55	2,4	1880	49	67	0,5	22	4,2	2

Fonte: Autoria própria (2007)

O tratamento estatístico das concentrações dos metais pesados nas amostras coletadas antes e depois da simulação do derrame de óleo foi executado no Excel, Análise de dados, teste *t* de *Student*, em par para médias. Todos os valores de *t* calculados para 99% de confiança foram inferiores ao *t* crítico de 9,92, considerando-se *t* crítico bi-caudal, sendo considerada aceitável a hipótese de igualdade entre as médias. Pode-se considerar que não há diferença significativa entre as concentrações de metais das amostras de solo coletadas antes e as coletadas depois do derrame de óleo, tendo estes 99% de probabilidade de serem iguais antes e depois do derrame de óleo simulado. (Tabela 24).

Os valores de *t* calculados para 95% de confiança, também, foram inferiores ao *t* crítico 4,30, com exceção do magnésio que apresentou pequena diferença, os outros metais pesados não apresentaram diferença significativa entre as amostras coletadas antes com as coletadas depois do derrame. A hipótese de igualdade entre as médias é aceitável, ou seja, não há diferença significativa entre as concentrações de metais nas amostras coletadas antes do derrame com as coletadas depois, tendo estes 95% de probabilidade de serem iguais antes e depois da simulação do derrame. (Tabela 24).

Tabela 24 – Valores calculados para concentrações de metais pesados antes e depois da simulação de derrame de óleo no solo no Campo de Fazenda Belém, para t crítico bi-caudal.

Metais	Valores para 99% de confiança (t crítico 9,92)	Valores para 95% de confiança (t crítico 4,30)
	t calculado	t calculado
Al	1,418*	1,418**
Ba	-0,259*	-0,259**
Ca	1,417*	1,417**
Co	0,756*	0,756**
Cr	1,395*	1,395**
Fe	2,84*	2,84**
Mg	4,37*	4,37
Mn	0,52*	0,52**
Ni	3,02*	3,02**
K	2,82*	2,821**
Pb	1,508*	1,508**
V	2,71*	2,71**
Zn	3,37*	3,37**

Fonte: Autoria própria (2007)

\* t calculado < t crítico – 99% de confiança. Não há diferença significativa entre as concentrações de metais antes e depois do derrame de óleo para essas amostras.

\*\*t calculado < t crítico – 95% de confiança. Não há diferença significativa entre as concentrações de metais antes e depois do derrame de óleo para essas amostras.

Os Gráficos 5 e 6 apresentam os dendogramas das concentrações dos metais nas amostras de solo coletadas antes e depois da simulação de derrame de óleo, respectivamente, na profundidade de 1m.

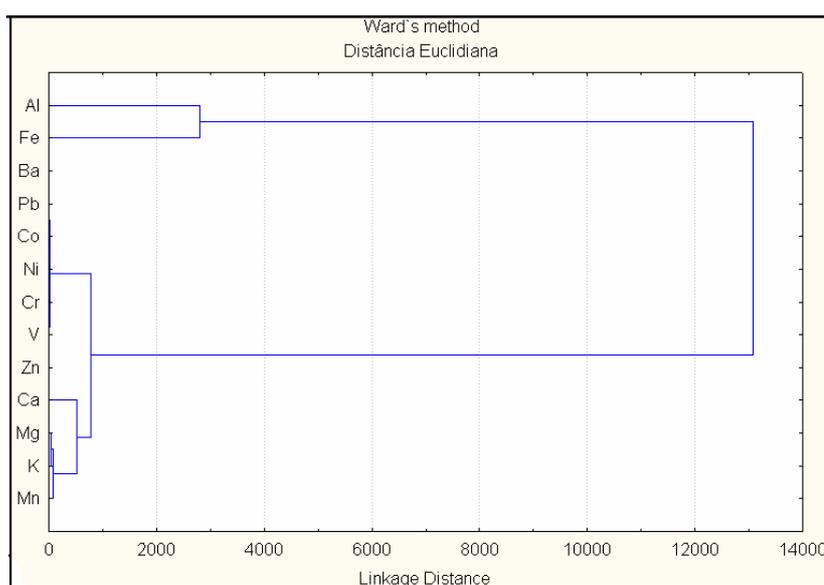


Gráfico 5 – Dendrograma das concentrações de metais antes da simulação do derrame de óleo no solo na profundidade de 1 m.

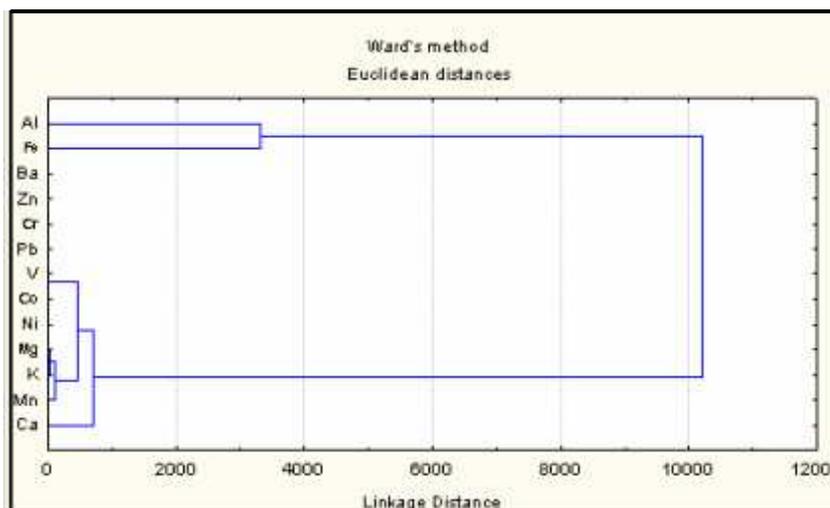


Gráfico 6 – Dendrograma das concentrações de metais depois da simulação do derrame de óleo no solo na profundidade de 1m.  
Fonte: Autoria própria (2007)

Quanto maior a distância horizontal (eixo x) entre os elementos ou grupos destes, indica uma maior afinidade entre estes, ou seja, maior a probabilidade dos grupos terem a mesma origem.

O número de pontos onde foi simulado derrame de óleo pode ser considerado pequeno, porém, esse número é representativo, considerando-se que o óleo do Campo de Produção Fazenda Belém é originado em uma única formação geológica, apresentando praticamente a mesma composição química como pode ser comprovado pela concentração dos metais pesados nos óleos utilizados para a simulação do derrame (ver tabela 21).

## 5.5 Permeabilidade do Solo no Campo Fazenda Belém

A permeabilidade do solo foi calculada em seis pontos. Os furos foram perfurados até a profundidade de 1 metro, em seguida foram preenchidos com emulsão de óleo e água retirada do poço mais próximo. Repetiu-se o processo até a infiltração no solo permanecer aproximadamente constante.

Nesse trabalho utilizou-se para determinar o coeficiente de permeabilidade, a emulsão formada por porcentagem de óleo e água retirada diretamente do poço, à temperatura média de 45°C.

A tabela 25 apresenta os Coeficientes de Permeabilidade (K) na área estudada, para o tempo (t) 10 minutos, ou seja, 600 segundos. Comparando-se esses coeficientes com os coeficientes de referência da permeabilidade das tabelas

2 e 3 (BOJAN,1999), e da tabela 8, utilizada em Engenharia Civil (COCHE,1986), constatou-se que o solo na área é permeável.

Tabela 25 – Valores de permeabilidade do solo.

Pontos	Coordenadas		Poços de petróleo próximos	Coeficiente de permeabilidade (K em m/s) para t = 600 s	Classificação de BOJAN, 1999 e COCHE, 1986
	N	E			
P- 01	9476690	658024	7-FZB-071- CE	$2,39 \times 10^{-5}$	Permeável
P- 02	9475554	659441	7-FZB-414- CE	$0,4 \times 10^{-6}$	Permeável
P- 03	9478420	662475	3-FZB-293-CE	$2,51 \times 10^{-5}$	Permeável
P- 04	9481858	664507	7-FZB-549-CE	$3,75 \times 10^{-5}$	Permeável
P- 05	9480316	661639	7-FZB-157-CE	$2,17 \times 10^{-5}$	Permeável
P- 06	9477286	662050	7-FZB-379-CE	$1,02 \times 10^{-5}$	Permeável

Fonte: Autoria própria (2007)

## 5.6 Densidade e Porosidade do Solo no Campo Fazenda Belém

Os ensaios de densidade e porosidade para as amostras coletadas (ver Figura 14) apresentaram densidade média de 2,64 e porosidade média de 41,50%. (Tabela 26). A figura 62 mostra o mapa da porosidade do solo no Campo Fazenda Belém.

Tabela 26 – Porosidade do solo no Campo Fazenda Belém

<b>Amostra</b>	<b>Norte</b>	<b>Este</b>	<b>Densidade</b>	<b>Porosidade %</b>
Pr01*	9.480.823	663.238	2,63	47,34
Pr02	9.480.316	661.639	2,63	40,85
Pr03	9.479.899	662.918	2,64	35,59
Pr04	9.479.351	663.051	2,63	38,42
Pr05	9.479.101	662.489	2,66	39,62
Pr06	9.478.294	661.282	2,65	37,77
Pr07	9.477.692	661.892	2,64	40,25
Pr08	9.477.218	661.805	2,65	38,46
Pr09	9.477.484	660.922	2,65	40,76
Pr10	9.476.981	660.013	2,65	41,61
Pr11	9.476.684	660.336	2,65	43,99
Pr12**	9.475.839	659.721	2,66	48,74
Pr13	9.475.554	659.441	2,63	40,84
Pr14	9.476.690	658.024	2,64	46,81
<b>Média</b>			<b>2,64</b>	<b>41,5</b>

Fonte: Autoria própria (2007)

\* Pr01 (MA-03 - local da simulação do derrame de óleo no solo).

\*\* Pr12 (MA-02 - local da simulação do derrame de óleo no solo).

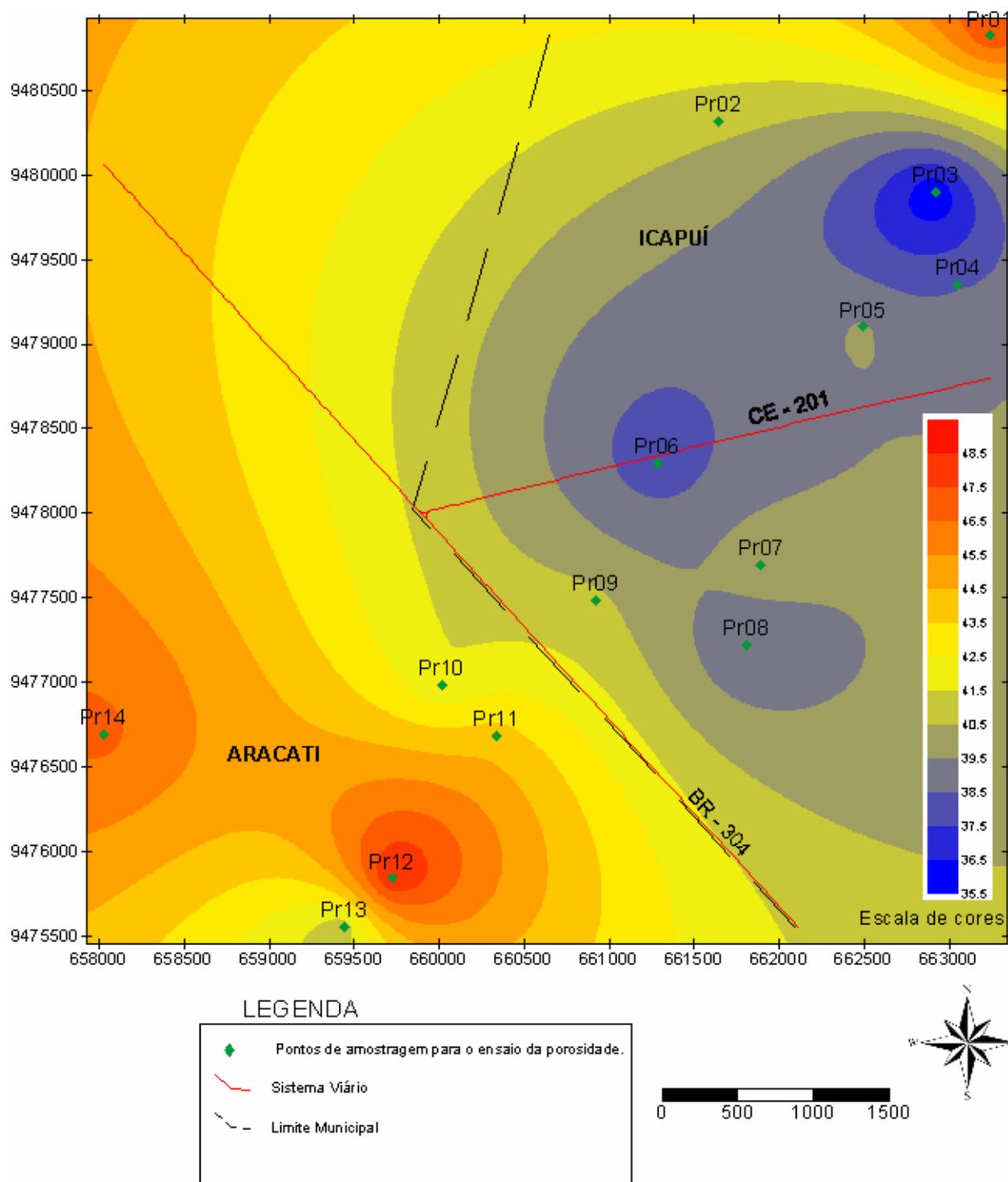


Figura 62– Mapa da porosidade no Campo Fazenda Belém.  
 Fonte: Modificado da Petrobrás (2007)

## **5.7 Granulometria do Solo do Campo Fazenda Belém**

A análise granulométrica das amostras de solo coletadas no Campo Fazenda Belém (Apêndice A) apresentou predominância da granulometria fina, sendo a maior incidência da granulometria média nas amostras coletadas nas extremidades norte e oeste do campo. (Figura 63).

Os solos nos locais dos pontos MA-01, MA-02 e MA-03, onde foram simulados derrame de óleo, apresentaram a predominância da granulometria fina.

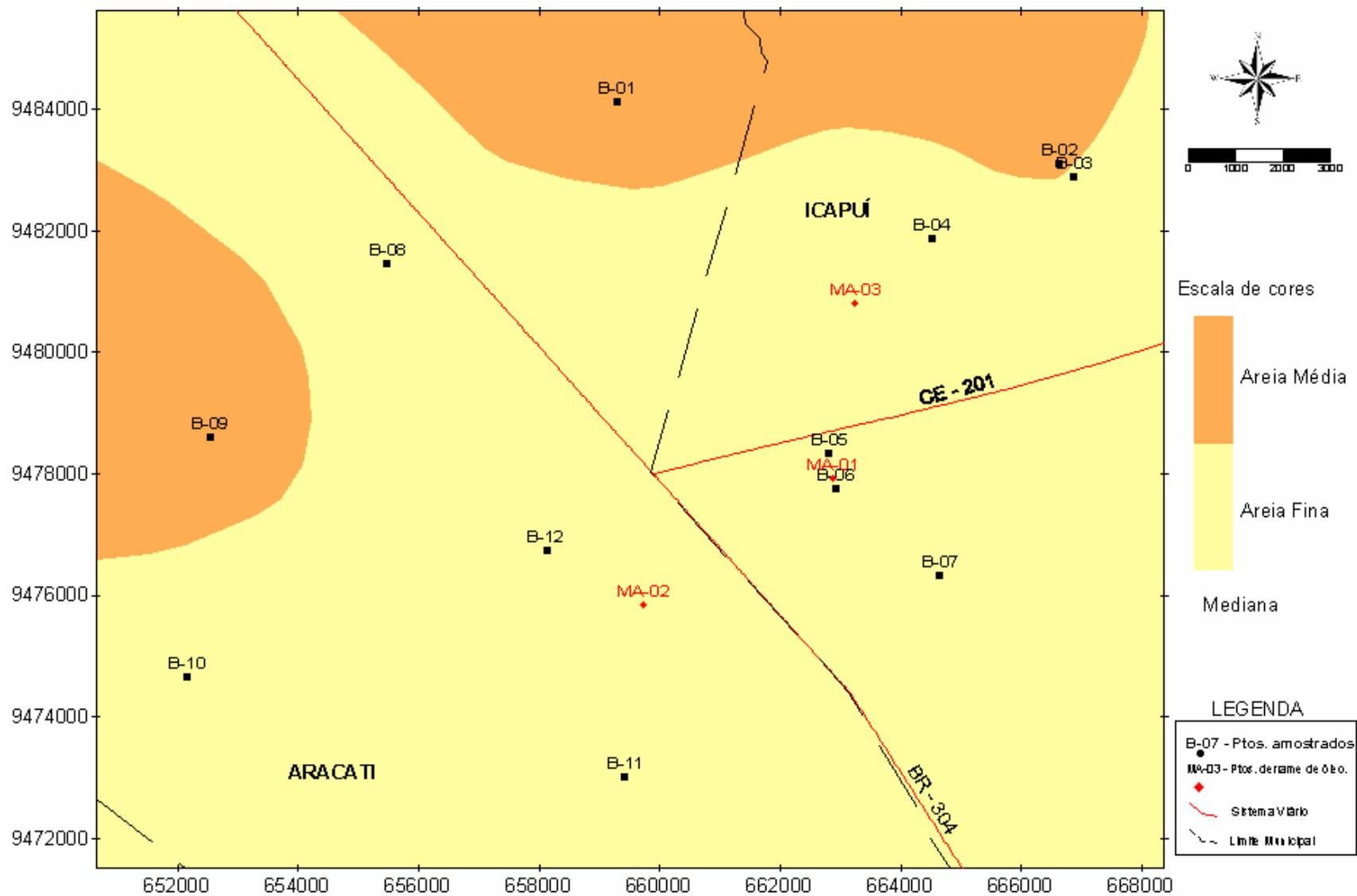


Figura 63 – Mapa da granulometria no Campo Fazenda Belém

## 5.8 Curvas da Destilação Simulada

As Curvas da Destilação Simulada dos óleos dos poços do Campo Fazenda Belém, selecionados para este trabalho, foram determinadas no Laboratório de Cromatografia Gasosa da Gerência de Química do CENPES. O óleo do poço FZB-114-CE, utilizado para a simulação do derrame no ponto MA-02, iniciou a ebulição à temperatura de 216,8°C, portanto acima da temperatura de 180°C. (Gráfico 7). Os óleos dos poços FZB-693-CE no gráfico 8 e FZB-695-CE no gráfico 9, também, iniciaram a destilação à temperatura superior a 180°C, portanto, não foi possível calcular a quantidade de massa evaporada desses óleos por serem consideradas insignificantes a essa temperatura.

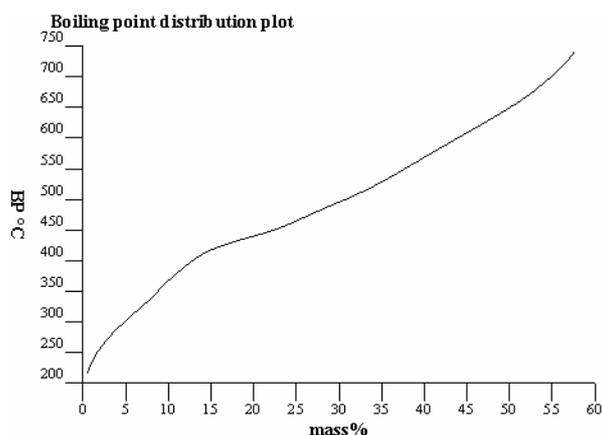


Gráfico 7 – Curva da Destilação Simulada do óleo do poço FZB – 114-CE derramado no ponto MA-02.  
Fonte: PETROBRAS (2007)

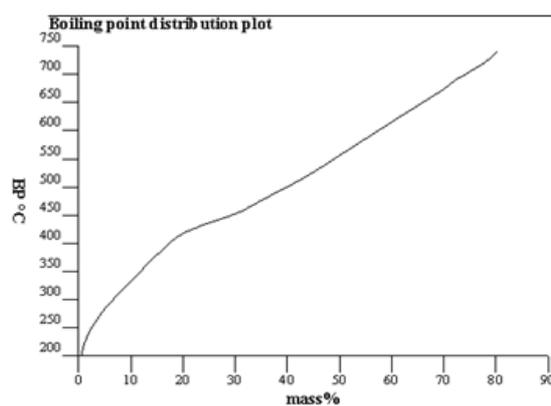


Gráfico 8 – Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB- 693  
Fonte: PETROBRAS (2007)

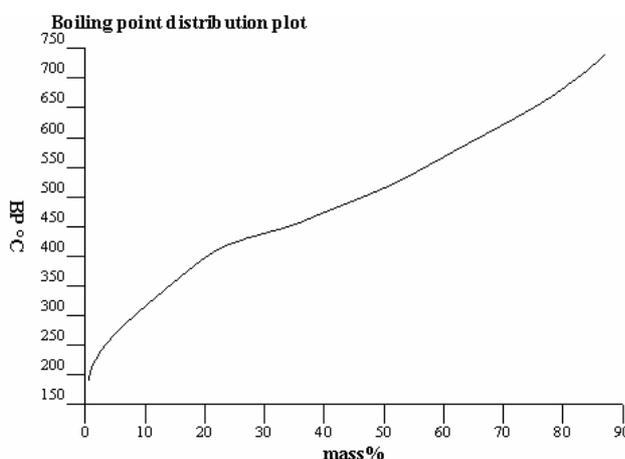


Gráfico 9 – Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB- 695-CE  
Fonte: PETROBRAS (2007)

O Gráfico 10 mostra a curva da destilação simulada do óleo coletado do poço FZB-450-CE que iniciou a destilação à temperatura de 179,6°C. O óleo do poço FZB-157-CE iniciou a destilação à temperatura 179°C. (Gráfico 11).

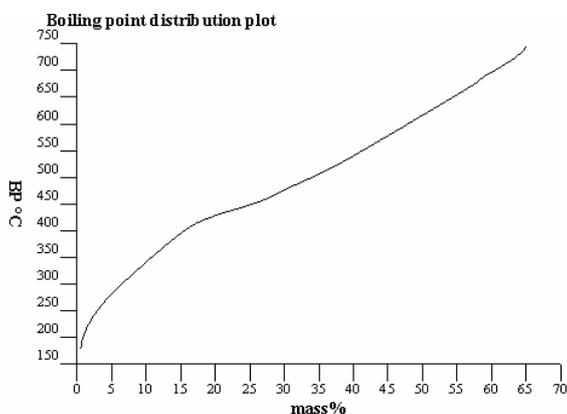


Gráfico 10 – Curva da destilação simulada do óleo do poço FZB- 450-CE utilizado na simulação de derrame no ponto MA-03  
Fonte: PETROBRAS (2007)

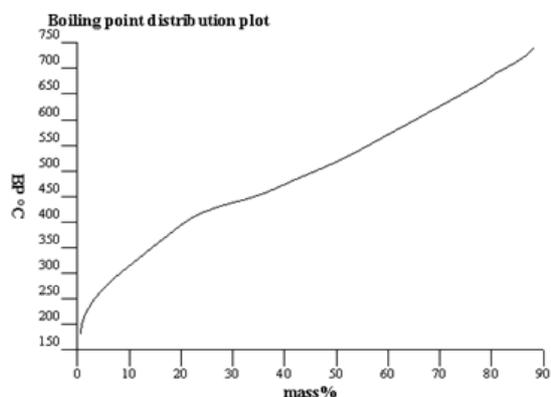


Gráfico 11 – Curva da destilação Simulada do do óleo do poço FZB- 157-CE.  
Fonte: PETROBRAS (2007)

## 5.9 Cálculo da Porcentagem da Massa de Óleo Evaporada

O óleo do Campo Fazenda Belém tem o grau American Petroleum Institute (API) igual a 13, sendo considerado pesado.

A porcentagem da massa evaporada foi calculada através das duas equações formuladas por Fingas (2001), a dos óleos que seguem a equação logarítmica e a dos óleos que seguem a equação raiz quadrada, para comparação dos resultados. Considerou-se a exposição dos óleos à temperatura média de 29°C, durante os cinco primeiros dias após o derrame. A tabela 27 mostra a porcentagem da massa evaporada do óleo do poço 7-FZB-450-CE na simulação de derrame, e a massa que poderá evaporar do óleo do poço 7-FZB-157-CE, em caso de derrame no solo.

Tabela 27 – Porcentagem da massa de óleo evaporada, expostos à temperatura média de 29°C, durante os 5 primeiros dias após a simulação do derrame no Campo Fazenda Belém.

Poço	Quantidade de massa destilada à temperatura de 180°C	Temperatura média local (°C)	Tempo (dia)	Quantidade de óleo evaporado (%)	
				Eq.raiz quadrada	Eq. Logarítmica (LN)
7-FZB-450-CE	0,876	29	1	6,15	5,63
			2	8,7	6,16
			3	10,66	6,48
			4	12,31	6,7
			5	13,76	6,87
7-FZB-157-CE	0,871	29	1	6,15	5,62
			2	8,7	6,16
			3	10,65	6,48
			4	12,6	6,7
			5	13,76	6,87

Fonte: Autoria própria (2007)

Os Gráficos 12 e 13 comparam as curvas da porcentagem da massa evaporada dos óleos dos poços 7-FZB-450-CE e 7-FZB-157-CE através da equação logarítmica e da equação raiz quadrada, com o óleo derramado no solo durante os cinco primeiros dias, exposto a temperatura média de 29°C. O óleo do Campo Fazenda Belém é pesado, portanto segue a equação logarítmica.

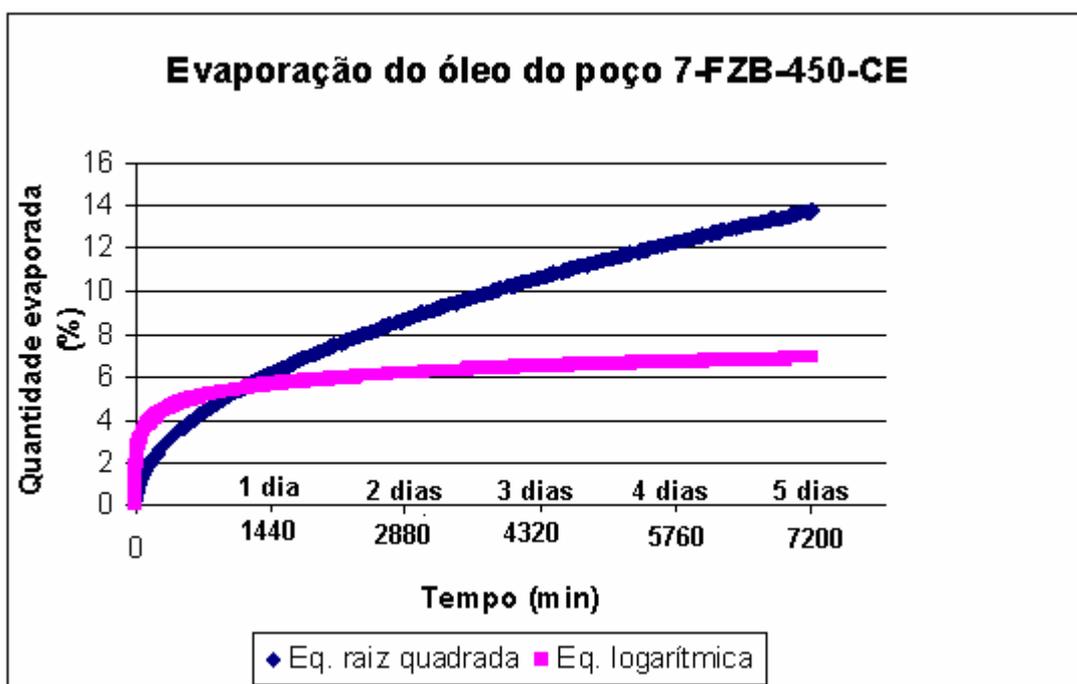


Gráfico 12 – Curvas da porcentagem da massa de óleo evaporada do poço 7-FZB-450-CE após a simulação do derrame de óleo no solo, exposto a temperatura média de 29°C, durante os primeiros 5 dias após o derrame. Comparação entre as curvas das equações raiz quadrada e logarítmica.

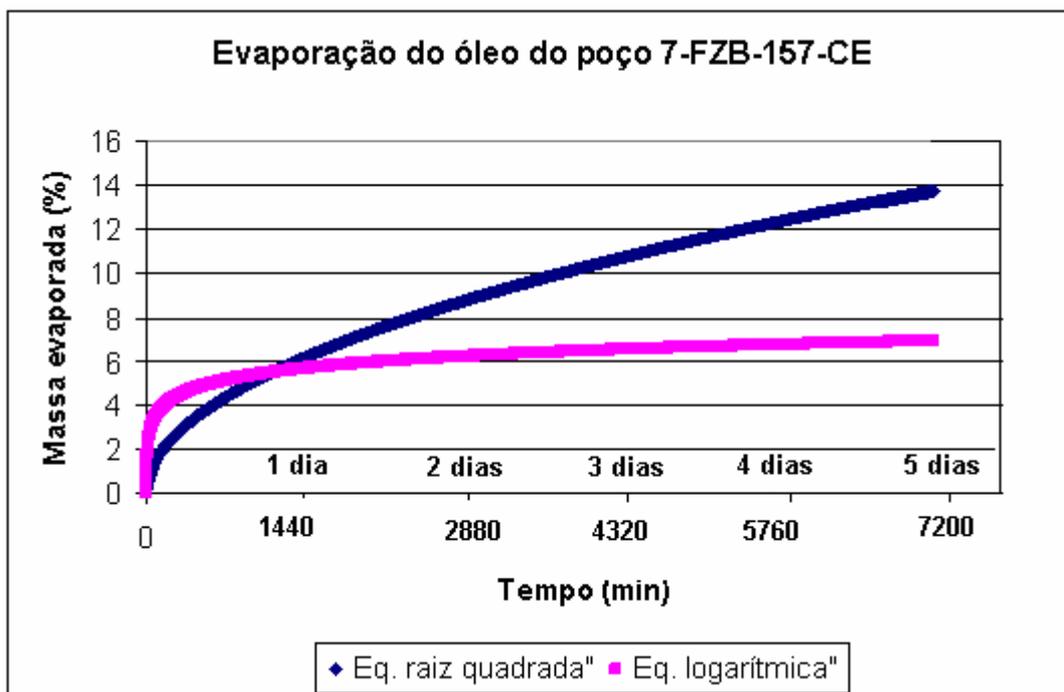


Gráfico 13 – Curvas da porcentagem da massa evaporada do óleo do poço FZB-157-CE, exposto a temperatura média de 29°C, durante os primeiros 5 dias após o derrame. Comparação entre as curvas das equações raiz quadrada e logarítmica.

## 6 CONCLUSÃO

O solo do Campo Fazenda Belém, nos locais estudados é permeável, apresenta densidade média de 2,64, porosidade média de 41,50%, granulometria fina a média. A maioria das concentrações de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPAS), nas amostras de solo coletadas na profundidade de 1 metro, foram inferiores ao limite de detecção do método empregado nas análises. Apenas e naftaleno e fenantreno foram detectados, porém, com teores inferiores aos valores de prevenção da CETESB.

Nas amostras coletadas antes e depois da simulação de derrame de óleo, todos os HPA apresentaram concentrações inferiores ao limite de detecção, indicando não contaminação do solo nos locais do estudo.

A comparação das concentrações de todos os metais pesados analisados nas amostras de solo com os valores de referência dos trabalhos nacionais da CETESB (2005) e Fadigas (2002), internacionais do Estado da Flórida (EUA, 1999), U.S.EPA (E.U.A.,1996), VROM (HOLANDA, 1994), CCME (Canadá, 1996) indicou que as concentrações dos metais pesados no solo do Campo Fazenda Belém são inferiores aos valores limites de metais nesses trabalhos, mesmo depois da simulação do derrame de óleo no solo. No Brasil, esses trabalhos são referências para determinar se existe contaminação no solo, uma vez que não há publicação sobre valores de referência de qualidade de solo específica para os tipos de solo existentes no Estado do Ceará.

A simulação de derrame de óleo *in situ* foi realizada em três locais previamente selecionados, porque o óleo desse campo é proveniente apenas da Formação Açú, apresentando, geralmente, as mesmas características químicas, variando apenas o BSW do óleo.

O estudo com simulação de derrame de óleo *in situ* e com amostras de solo indeformadas no laboratório, comprovou que o óleo do Campo Fazenda Belém, nos locais estudados, devido à alta viscosidade, infiltra a pouca profundidade, média de 5 cm, desde que a temperatura máxima do óleo seja 50°C, que é a temperatura média do óleo quando não é injetado vapor no poço.

No caso de acidente com derrame de óleo no solo nos locais amostrados no Campo Fazenda Belém, após a retirada da camada de resíduo que é a mistura de óleo com solo, a camada inferior do solo permanece limpa, com concentração de

metais pesados e HPA inferiores aos Valores de Referência de Qualidade das listas nacionais e internacionais.

As curvas da porcentagem de massa evaporada das amostras de óleo, coletadas nos poços FZB-157 e FZB-450 mostraram baixa perda de massa por evaporação. A curva da destilação simulada dos óleos coletados nos poços FZB-114, FZB-693, FZB-695 iniciara à temperatura acima de 180°C, não podendo ser calculada a porcentagem da massa evaporada através da fórmula estabelecida por Fingas (2001). A evaporação desses óleos à temperatura ambiente de 29°C é considerada insignificante. Em caso de acidente com derrame de óleo desses poços no solo, não haverá perda de massa por evaporação.

## 7 RECOMENDAÇÕES

Considerando-se que este trabalho possibilitou a avaliação da geoquímica no solo do Campo Fazenda Belém, definindo valores de *background* para alguns elementos na profundidade de 1 metro, ensaios de porosidade e permeabilidade, simulação de derrame de óleo, para verificar a profundidade da infiltração no solo e a possibilidade de contaminação, recomenda-se:

Estudo da pedologia da área e coleta de amostras de solo em pontos dispostos na área externa ao campo, para análise de metais pesados e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos para determinar valores de referência.

Coleta de amostras de água de poços localizados no campo e na área externa, para análise de Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno, Xileno e metais pesados para determinar valores de referência.

Elaborar os mapas da porosidade, permeabilidade, granulometria, simular derrame de óleo no solo, em laboratório, determinar as concentrações de metais e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos antes e após a simulação, para definir a profundidade da infiltração e a contaminação, bem como, calcular a porcentagem média da massa do óleo que poderá evaporar, nos campos de petróleo de Canto do Amaro, Riacho da Forquilha, Upanema, Lorena, Livramento e Redonda, do Ativo de Produção de Mossoró. Levando-se em consideração o grau API, a viscosidade, densidade, temperatura do óleo e do ambiente, o que facilitará o cálculo do volume do óleo derramado e a recuperação da área, caso ocorra derrame nesses campos. Este trabalho poderá abranger outros campos de petróleo conforme a necessidade da PETROBRAS.

## REFERÊNCIAS

ARARIPE, P. T.; FEIJÓ, F. Bacia Potiguar. **Boletim de Geociências**, Rio de Janeiro: v. 8, n. 1, p. 127-141, 1994.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10005**: procedimento para obtenção de extrato lixiviado de resíduos sólidos. Rio de Janeiro, 2004.

\_\_\_\_\_. **NBR 10006**: procedimento para obtenção de extrato solubilizado de resíduos sólidos. Rio de Janeiro, 2004.

\_\_\_\_\_. **NBR 10007**: amostragem de resíduos sólidos. Rio de Janeiro, 2004.

BACHMANN G. Soil protection policy in Germany. In: COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL - CETESB. **Relatório de estabelecimento de valores orientadores para solos e águas subterrâneas no Estado de São Paulo**. 2001. Disponível em: <<http://www.cetesb.gov.br>>. Acesso em: 20 mar. 2006.

BAIRD, C. **Química ambiental**. Porto Alegre: Artmed, 2006.

BERTANI, R. T. **Síntese das condições geológicas e modelos de exploração da Bacia Potiguar emersa**. Natal: PETROBRAS, 1985. 24 p. (Relatório Interno).

\_\_\_\_\_. COSTA, I. G.; MATOS, R. M. D. **Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar**. Natal: PETROBRAS, 1989. 29 p. (Relatório Interno).

BERTANI et al. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: GABAGLIA G. P. R.; MILANI, E. J. **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990. p. 291-310.

CAPUTO, H. P. **Mecânica dos solos e suas aplicações**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1981. v. 1.

CANADIAN COUNCIL OF MINISTERS OF THE ENVIRONMENT. **A protocol for derivation of environmental and human health soil quality guidelines**. Canadá: CCME, 1996.

CHANG, H. K.; KOSWMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins. **Episodes**, Ottawa, v. 11, n. 3, p. 194-202, 1988.

CHEN, M. L. et al. **Background concentrations of trace metals in Florida State soil**: taxonomic and geographic distributions of selected trace metals. Florida: Univ. of Florida, 1999.

CHOUDHURI, A. **Geoquímica para graduação**. Campinas: UNICAMP, 1997. 93 p

COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL (CETESB). **Relatório de estabelecimento de valores orientadores para solos e água subterrânea no Estado de São Paulo**. 2001. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br>>. Acesso em: 20 mar. 2006.

\_\_\_\_\_. **DECISÃO DA DIRETORIA nº 195 – 2005 - E. Valores orientadores para solo e água subterrânea no Estado de São Paulo**. São Paulo, 2005.

COSTA, A. F. **Avaliação da contaminação humana por hidrocarbonetos policíclicos aromáticos**: determinação de 1-hidroxipireno urinário. 2001. 81f. Dissertação (Mestrado em Saúde Pública)-Fundação Oswaldo Cruz, Escola Nacional de Saúde Pública, Rio de Janeiro, 2001.

COCHE, A. G. **Méthodes simples pour l' aquaculture**. Rome: Le Sol. FAO,1986.

DUARTE, K. S. **Avaliação do risco relacionado à contaminação dos solos por hidrocarbonetos no Distrito Federal**. 2003. 259 f. Tese (Doutorado em Geotecnia)-Universidade de Brasília, Brasília, 2003.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ESTRADAS E RODAGENS - DNER. Materiais para obras rodoviárias: métodos e instruções de ensaios. ME 93-64. Densidade real de solos. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, Campina Grande-PB, v. 10, n. 3, p. 699-705, 2006.

FADIGAS, F. S. **Estimativa das concentrações naturais (Pseudo – Total) de Cd, Co, Cu, Cr, Ni, Pb e Zn em solos brasileiros e proposição de valores de referência utilizando técnicas da estatística multivariada**. 2002. 116 f. Tese de Doutorado. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Instituto de Agronomia, Rio de Janeiro, 2002.

FADIGAS, F. S. et. al. **Proposição de valores de referência para a concentração natural de metais pesados em solos brasileiros**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental. Campina Grande, v. 10, n. 3, p. 699-705, 2006.

FARAH, M.A. **Caracterização do petróleo e seus produtos**. Salvador: Universidade Petrobras, 2006.

FARIAS, P. R. C. **Bibliografia comentada da Bacia Potiguar**. Natal: PETROBRAS, 1996. (Comunicação Técnica).

FERREIRA, A. A; AQUINO NETO, F. R. A destilação simulada na indústria do petróleo. **Química Nova**, São Paulo, v. 28, n. 3, maio/jun. 2005.

FINGAS, M. F. The evaporation of oil spills: variation with temperature and correlation with distillation data. In: **Proceedings of 19<sup>th</sup> Arctic and Marine Oilspill Program Technical Seminar**, Canadá, v. 1, p. 29-72, 1996.

\_\_\_\_\_. Studies on the evaporation of crude oil and petroleum products: I. the relationship between evaporation rate and time. **Journal of Hazardous Materials**, Canadá, v. 56, p. 227-236, 1997.

\_\_\_\_\_. The evaporation of oil spills: a new prediction methodology. In: **Proceedings of the Fifth International Marine Environmental Modelling Seminar**, New Orleans, p. 681-690, 2001.

FRANÇOLIN, J. B.; SZARMARI, O. Mecanismo de resfriamento da porção oriental da margem norte brasileira. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 17, p. 196-207, 1987.

FUNDAÇÃO CEARENSE DE METEOROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS (FUNCEME). Monitoramento Hidrotermal-Gráfico de curvas. Disponível em: <<http://www.Funceme.br>>. Acesso em: agosto de 2007

GABAGLIA, G. P. R., Milani, E. J. **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: Gávea, PETROBRAS, 1991.

GABARDO, I. T.; Carvalho, M. F. B. **Química ambiental**. Salvador: Universidade Petrobras, 2006.

GABARDO, I. T.; MENICONI, M. F. G. **Química dos hidrocarbonetos no meio ambiente**. Rio de Janeiro: Universidade Petrobras, 2006.

LIMA NETO, F. F. et al. **Análise estratigráfica da Formação Pendência**. Natal: PETROBRAS, 1987. (Relatório Interno).

MANCILHA, J. C. **Estudo do comportamento químico do ferro micro e nanoparticulado na despoluição de solos contaminados com metais pesados**. 2006. 59 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores)-Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2006.

MARANHÃO, J. L. **Introdução à pesquisa mineral**. 4. ed. Fortaleza: Imprensa Universitária, 1989.

MARIANO, J. B. **Impactos ambientais do refino do petróleo**. Rio de Janeiro: Interciências, 2005.

MATOS, R. M. D. Sistema de riftes cretáceos do Nordeste Brasileiro. In: SEMINÁRIO DE TECTÔNICA DA PETROBRAS, 1., 1987. **Atas...** Rio de Janeiro: Petrobras, 1987. p. 126-159.

MINISTRY OF HOUSING, PHYSICAL, PLANNING AND ENVIRONMENT. **Intervention values and target values: soil quality standards**. The Hague: VROM, 1994. 19p.

NOGUEIRA, M. L. S. **Caracterização geoquímica em solos na Bacia Potiguar (Onshore): subsídios para definição de valores de Background**. 2006. 107f. Dissertação (Mestrado em Geociências)-Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

KABATA, A.; PENDIAS, H. **Trace elements in soils and plants**. New York: CRC Press, 2001.

PINTO, R. C. **Caracterização do petróleo e produção de derivados**. Salvador: Universidade Petrobras, 2006.

SCHIANETZ, B. **Passivos ambientais**. Curitiba: ABES, 1999.

SOARES, U. M.; ROSSETTI, E. L. CASSAB, R. C. T. **Bacias sedimentares Brasileiras: Bacia Potiguar**. Fundação Paleontológica Phoenix. n°56, Agosto/2003.

SOARES, U. M.; ROSSETTI, E. L. Tectonismo e sedimentação na porção SW do Rifte Potiguar - Bacia Potiguar emersa. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 149-166, maio/nov. 2005.

SOARES, U. M. **Bacias sedimentares brasileiras**: curso de formação de geólogos. Natal: PETROBRAS, 2006.

SOUSA, D. C. **Litoestratigrafia e deformação Cenozóica na região de Icapuí, Ceará, e implicações para a estruturação de campos de petróleo na borda ocidental da Bacia Potiguar (NE do Brasil)**. 2002. 222 f. Tese (Doutorado em Geodinâmica)– Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2002.

SOUZA, M. S. Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32., Salvador, 1982. **Anais...** São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1982. v. 5, p. 2392-2460.

SOUZA, E. S. **Desenvolvimento de métodos de biorremediação aplicados a derrames de petróleo em água do mar**: testes laboratoriais. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia de Reservatório e de Exploração)–Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé-RJ, 2003.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciências, 2001.

UNITED STATION ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Soil screening guidance**: user's guide. Washington DC: EPA, 1996. Disponível em: <<http://www.epa.gov>>. Acesso em: jan. 2006.

\_\_\_\_\_. **Data quality objectives process for hazardous waste site investigations. EPA QA/G-4 HW**. Washington DC: EPA, 2000. Disponível em: <<http://www.epa.gov>>. Acesso em: jan. 2006.

\_\_\_\_\_. **METHOD 3050B. Acid digestion of sediments, sludges and soils**. Washington, 1996. Disponível em: <<http://www.epa.gov/SW-846>> Acesso em: jan. 2006.

\_\_\_\_\_. **METHOD 6010B. Inductively coupled plasma**: atomic emission spectrometry. Washington, 1996. Disponível em: <<http://www.epa.gov/SW-846>>. Acesso em: jan. 2006.

\_\_\_\_\_. **Method 8270C. Semivolatile organic compounds by gas chromatography/mass spectrometry (GC/MS)**. Washington, 1996. Disponível em: <<http://www.epa.gov/SW-846>>. Acesso em: jan. 2006.

XAVIER NETO, P. **Processamento e interpretação de dados 2D e 3D de GPR: aplicações no imageamento de feições kársticas e estruturas de dissolução no campo de petróleo de Fazenda Belém-CE. 2006.** 176 f. Tese (Doutorado em Geodinâmica e Geofísica)–Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

ZALÁN, P. V. **Origem, evolução e estilos estruturais das bacias sedimentares.** Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990.

## **APÊNDICE A**

### **Análise Granulométrica das Amostras de Solo**

## ANÁLISE GRANULOMÉTRICA DAS AMOSTRAS DE SOLO

**Amostra: B- 01**  
**Profundidade: 1m**

**Imprimir amostra**

Voltar  
Imprimir

### ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

**PETROBRAS NABT -**

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0.27	0.27	0.27
2.830	-1.5	0.37	0.37	0.64
2.000	-1.0	0.46	0.46	1.1
1.400	-0.5	0.19	0.19	1.29
1.000	0.0	0.09	0.09	1.38
0.710	0.5	0.33	0.33	1.71
0.500	1.0	0.76	0.76	2.47
0.350	1.5	22.14	22.14	24.61
0.250	2.0	26.33	26.33	50.94
0.177	2.5	22.32	22.32	73.26
0.125	3.0	8.11	8.11	81.37
0.088	3.5	8.01	8.01	89.38
0.064	4.0	1.09	1.09	90.47
0.031	5.0	0	0	90.47
0.016	6.0	0	0	90.47
0.008	7.0	0	0	90.47
0.004	8.0	0	0	90.47
0.002	9.0	0	0	90.47
0.001	10.0	0	0	90.47
0.0005	11.0	0	0	90.47
0.0003	12.0	9.53	9.53	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100  
 Peso total de Grossos: 90.47  
 Peso total de Finos: 9.53

Teor de Cascalho (%): 1.1  
 Teor de Areia (%): 89.37  
 Teor de Silte (%): 0  
 Teor de Argila (%): 9.53  
 Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.1506  
 Mediana: 1.9821  
 Curtose: 3.8819  
 Assimetria: 0.5472  
 Desvio Padrão: 2.0432

**Percentís**

ø01	-1.1087	ø50	1.9821
ø05	1.0571	ø75	2.6073
ø16	1.3056	ø84	3.1642
ø25	1.5074	ø95	11.4753



Localização da amostra

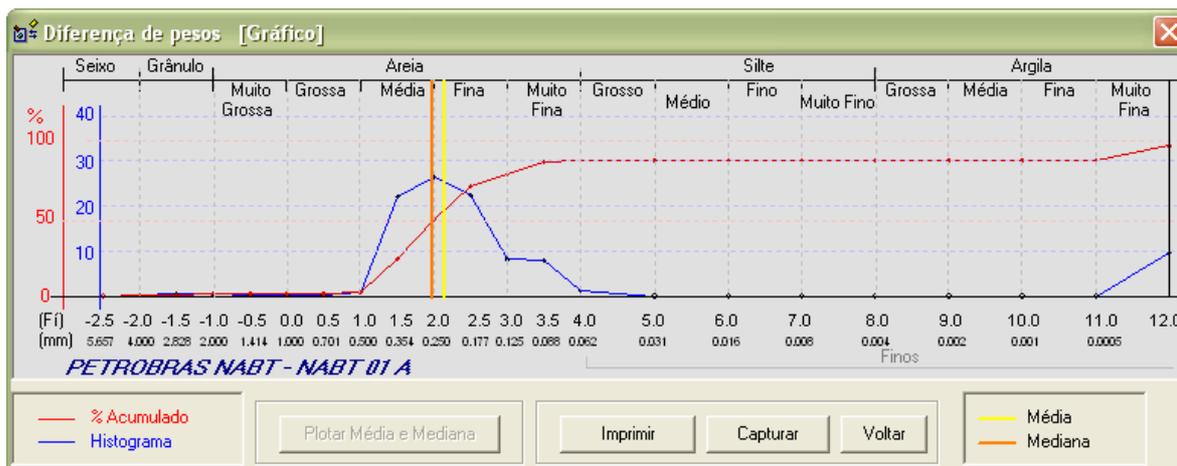
Coordenadas:  Profundidade:

Folk e Ward

Média:   
 Mediana:   
 Gr. Seleção:

Diagrama Triangular

Larsonneur



**Amostra: B- 02**  
**Profundidade: 1m**

Imprimir amostra

Voltar  
Imprimir

## ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

**PETROBRAS NABT -**

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0.06	0.06	0.06
2.000	-1.0	0	0	0.06
1.400	-0.5	0.04	0.04	0.1
1.000	0.0	0.02	0.02	0.12
0.710	0.5	0.07	0.07	0.19
0.500	1.0	0.53	0.53	0.72
0.350	1.5	21.62	21.62	22.34
0.250	2.0	34.51	34.51	56.85
0.177	2.5	23.01	23.01	79.86
0.125	3.0	7.51	7.51	87.37
0.088	3.5	8	8	95.37
0.064	4.0	0.97	0.97	96.34
0.031	5.0	0	0	96.34
0.016	6.0	0	0	96.34
0.008	7.0	0	0	96.34
0.004	8.0	0	0	96.34
0.002	9.0	0	0	96.34
0.001	10.0	0	0	96.34
0.0005	11.0	0	0	96.34
0.0003	12.0	3.66	3.66	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100

Peso total de Grossos: 96.34

Peso total de Finos: 3.66

Teor de Cascalho (%): 0.06

Teor de Areia (%): 96.28

Teor de Silte (%): 0

Teor de Argila (%): 3.66

Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.0099

Mediana: 1.9008

Curtose: 1.1386

Assimetria: 0.2779

Desvio Padrão: 0.7158

**Percentis**

ø01	1.0065	ø50	1.9008
ø05	1.099	ø75	2.3944
ø16	1.3534	ø84	2.7756
ø25	1.5385	ø95	3.4769

**Software ANASED**

Localização da amostra

Coordenadas:  Profundidade:

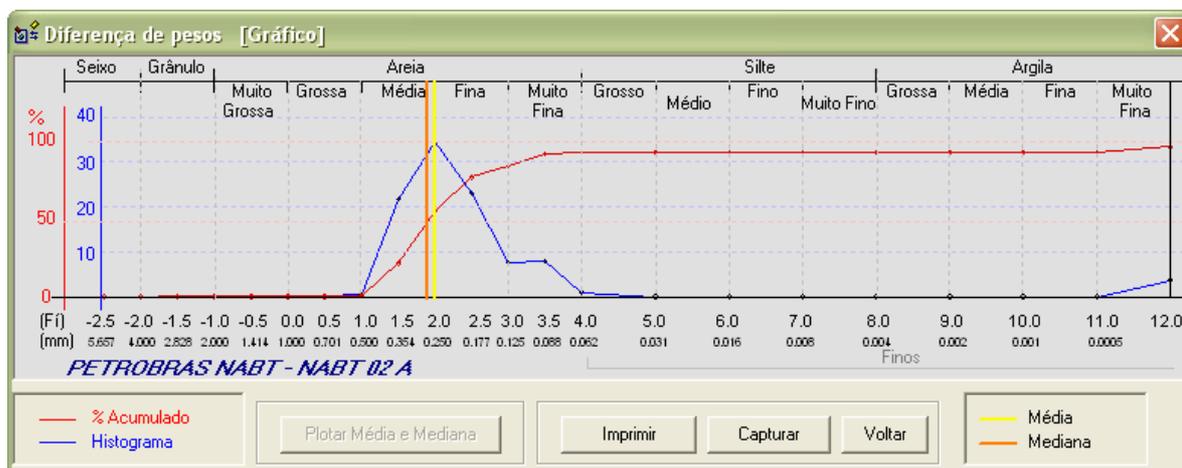
Folk e Ward

Média:  Mediana:

Gr. Seleção:

Diagrama Triangular

Larsonneur



**Amostra: B- 03**  
**Profundidade: 1m**

Imprimir amostra

Voltar  
Imprimir

## ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

**PETROBRAS NABT -**

D[mm]	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0.05	0.05	0.05
2.830	-1.5	0.08	0.08	0.13
2.000	-1.0	0.09	0.09	0.22
1.400	-0.5	0.005	0.005	0.225
1.000	0.0	0.005	0.005	0.23
0.710	0.5	0.22	0.22	0.45
0.500	1.0	1.02	1.02	1.47
0.350	1.5	20.54	20.54	22.01
0.250	2.0	27.64	27.64	49.65
0.177	2.5	25.95	25.95	75.6
0.125	3.0	9.29	9.29	84.89
0.088	3.5	8.13	8.13	93.02
0.064	4.0	1.35	1.35	94.37
0.031	5.0	0	0	94.37
0.016	6.0	0	0	94.37
0.008	7.0	0	0	94.37
0.004	8.0	0	0	94.37
0.002	9.0	0	0	94.37
0.001	10.0	0	0	94.37
0.0005	11.0	0	0	94.37
0.0003	12.0	5.63	5.63	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100

Peso total de Grossos: 94.37

Peso total de Finos: 5.63

Teor de Cascalho (%): 0.22

Teor de Areia (%): 94.15

Teor de Silte (%): 0

Teor de Argila (%): 5.63

Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.1042

Mediana: 2.0067

Curtose: 4.398

Assimetria: 0.4996

Desvio Padrão: 1.9187

**Percentis**

ø01	0.7696	ø50	2.0067
ø05	1.0859	ø75	2.4884
ø16	1.3537	ø84	2.9521
ø25	1.5541	ø95	11.1119

**Software ANASED**

Localização da amostra

Coordenadas:  Profundidade:

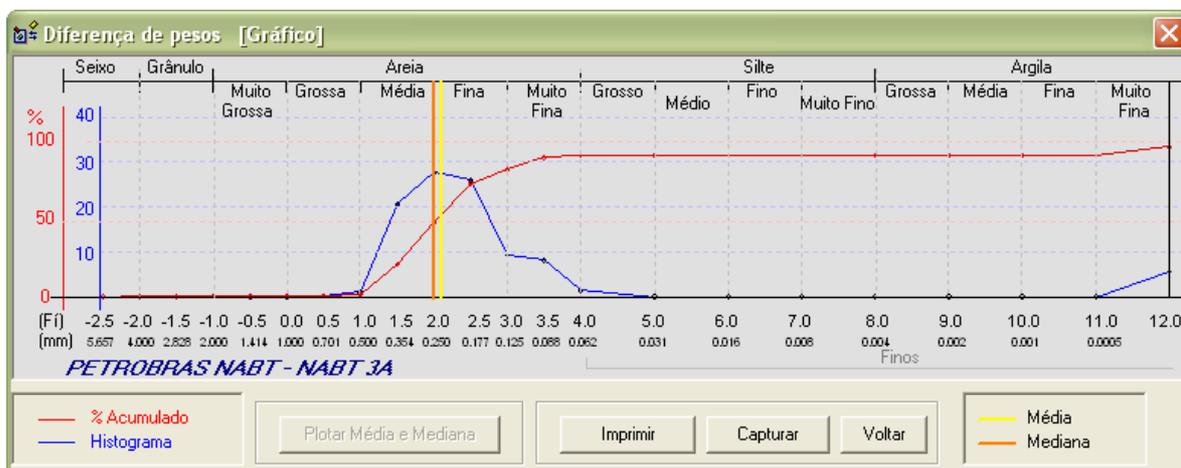
Folk e Ward

Média:  Mediana:

Gr. Seleção:

Diagrama Triangular

Larsonneur



**Amostra: B- 04**  
**Profundidade: 1m**

Imprimir amostra

Mover

X Fechar Alt+F4

## ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

### PETROBRAS NABT -

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0	0	0
2.000	-1.0	0.02	0.02	0.02
1.400	-0.5	0.03	0.03	0.05
1.000	0.0	0.06	0.06	0.11
0.710	0.5	0.25	0.25	0.36
0.500	1.0	1.27	1.27	1.63
0.350	1.5	15.52	15.52	17.15
0.250	2.0	27.58	27.58	44.73
0.177	2.5	28.16	28.16	72.89
0.125	3.0	10.79	10.79	83.68
0.088	3.5	9.1	9.1	92.78
0.064	4.0	1.62	1.62	94.4
0.031	5.0	0	0	94.4
0.016	6.0	0	0	94.4
0.008	7.0	0	0	94.4
0.004	8.0	0	0	94.4
0.002	9.0	0	0	94.4
0.001	10.0	0	0	94.4
0.0005	11.0	0	0	94.4
0.0003	12.0	5.6	5.6	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100

Peso total de Grossos: 94.4

Peso total de Finos: 5.6

Teor de Cascalho (%): 0.02

Teor de Areia (%): 94.38

Teor de Silte (%): 0

Teor de Argila (%): 5.6

Teor de Carbonato (%):



**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.1914

Mediana: 2.0936

Curtose: 4.2886

Assimetria: 0.4959

Desvio Padrão: 1.9036

**Localização da amostra**

Coordenadas:

Profundidade:

**Percentís**

ø01	0.752	ø50	2.0936
ø05	1.1086	ø75	2.5978
ø16	1.463	ø84	3.0176
ø25	1.6423	ø95	11.1071

**Folk e Ward**

Média: Areia Fina

Mediana: Areia Fina

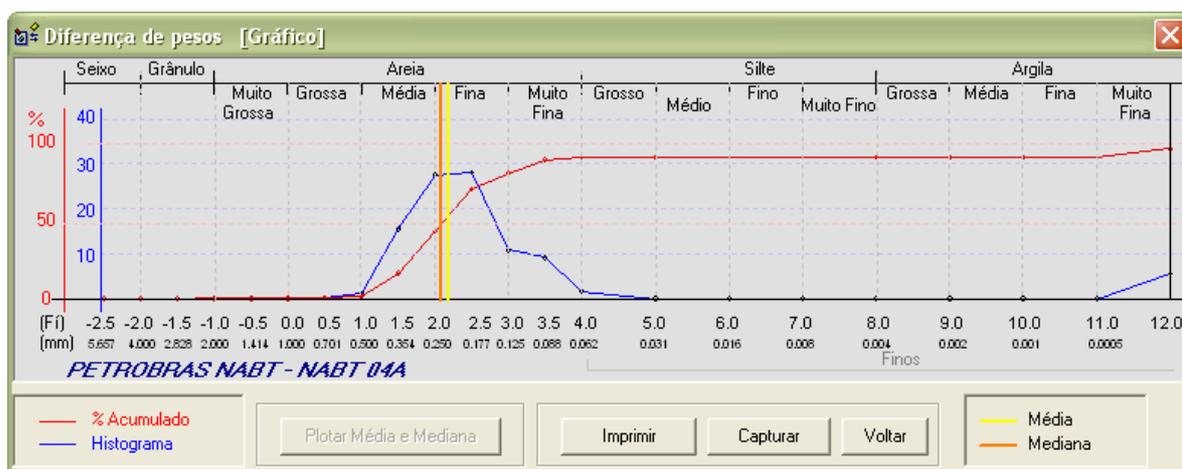
Gr. Seleção: Pobremente selecionado

**Diagrama Triangular**

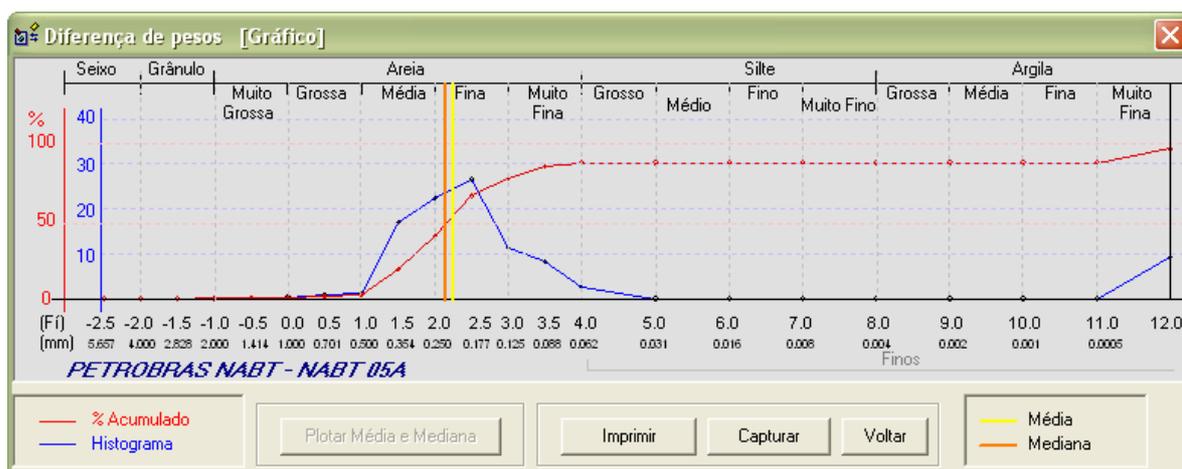
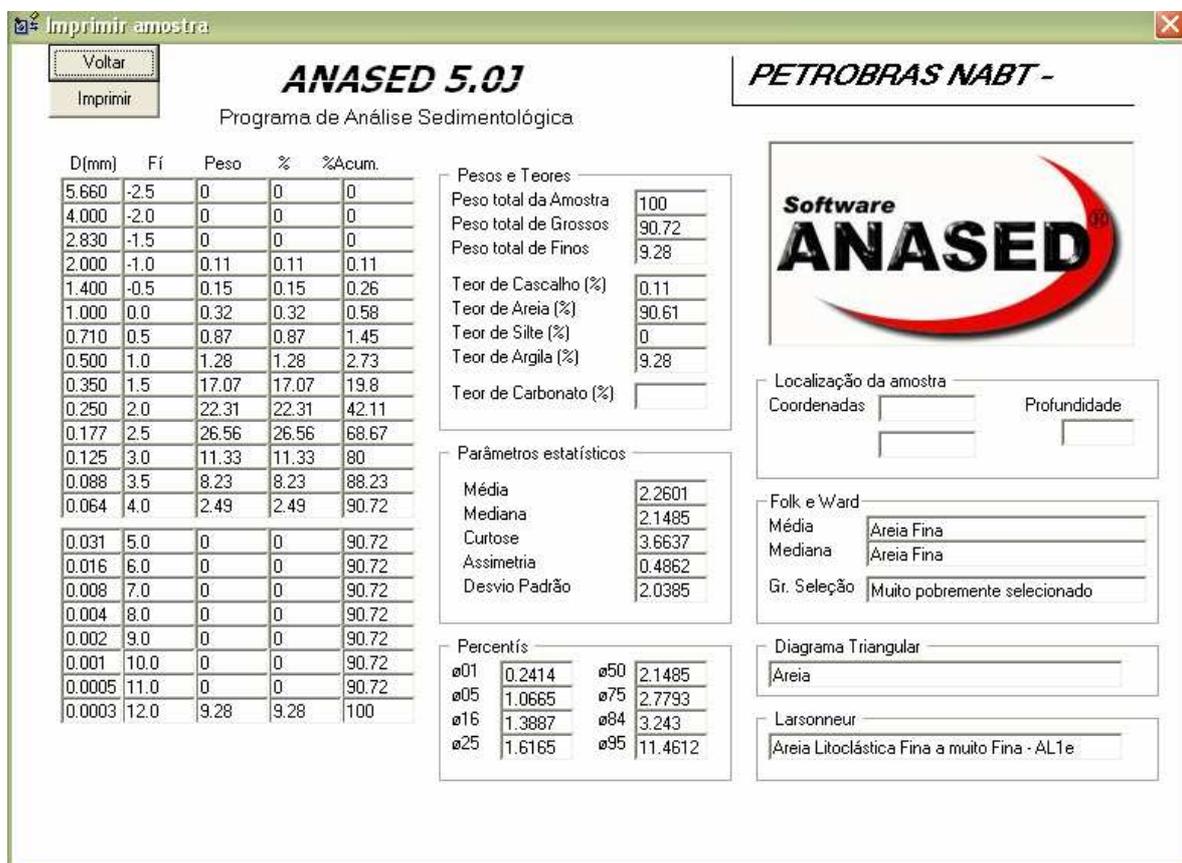
Areia:

**Larsonneur**

Areia Litoclástica Fina a muito Fina - AL1e



**Amostra: B- 05**  
**Profundidade: 1m**



Amostra: B- 06  
Profundidade: 1m

Imprimir amostra

Voltar  
Imprimir

## ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

### PETROBRAS NABT -

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0.08	0.08	0.08
2.000	-1.0	0.08	0.08	0.16
1.400	-0.5	0.18	0.18	0.34
1.000	0.0	0.2	0.2	0.54
0.710	0.5	0.74	0.74	1.28
0.500	1.0	0.85	0.85	2.13
0.350	1.5	14.07	14.07	16.2
0.250	2.0	23	23	39.2
0.177	2.5	25.4	25.4	64.6
0.125	3.0	11.11	11.11	75.71
0.088	3.5	9.99	9.99	85.7
0.064	4.0	3.05	3.05	88.75
0.031	5.0	0	0	88.75
0.016	6.0	0	0	88.75
0.008	7.0	0	0	88.75
0.004	8.0	0	0	88.75
0.002	9.0	0	0	88.75
0.001	10.0	0	0	88.75
0.0005	11.0	0	0	88.75
0.0003	12.0	11.25	11.25	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100  
 Peso total de Grossos: 88.75  
 Peso total de Finos: 11.25

Teor de Cascalho (%): 0.16  
 Teor de Areia (%): 88.59  
 Teor de Silte (%): 0  
 Teor de Argila (%): 11.25

Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.3735  
 Mediana: 2.2126  
 Curtose: 3.3557  
 Assimetria: 0.5193  
 Desvio Padrão: 2.0644

**Percentís**

ø01	0.3108	ø50	2.2126
ø05	1.102	ø75	2.968
ø16	1.4929	ø84	3.4149
ø25	1.6913	ø95	11.5556



**Localização da amostra**

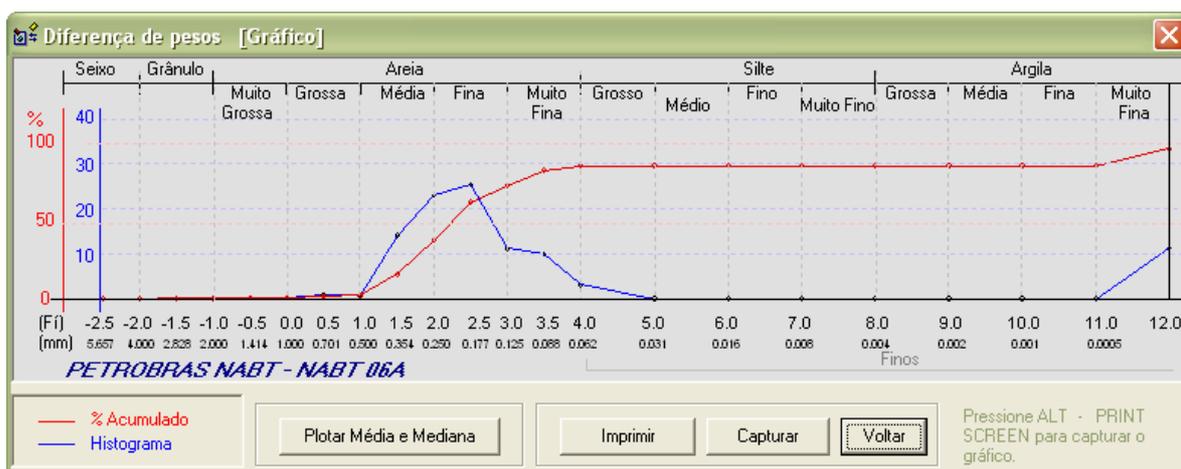
Coordenadas:  Profundidade:

**Folk e Ward**

Média:   
 Mediana:   
 Gr. Seleção:

**Diagrama Triangular**

**Larsonneur**



**Amostra: B- 07**  
**Profundidade: 1m**

Imprimir amostra

Voltar  
Imprimir

## ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

**PETROBRAS NABT -**

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0	0	0
2.000	-1.0	0.0042	0.0042	0.0042
1.400	-0.5	0.0332	0.0332	0.0374
1.000	0.0	0.482	0.482	0.5194
0.710	0.5	0.3241	0.3241	0.8435
0.500	1.0	21.8387	21.8387	22.6822
0.350	1.5	8.8335	8.8335	31.5157
0.250	2.0	18.4814	18.4814	49.9971
0.177	2.5	25.8856	25.8856	75.8827
0.125	3.0	11.6257	11.6257	87.5084
0.088	3.5	9.8224	9.8224	97.3308
0.064	4.0	2.6675	2.6675	99.9983
0.031	5.0	0	0	99.9983
0.016	6.0	0	0	99.9983
0.008	7.0	0	0	99.9983
0.004	8.0	0	0	99.9983
0.002	9.0	0	0	99.9983
0.001	10.0	0	0	99.9983
0.0005	11.0	0	0	99.9983
0.0003	12.0	0	0	99.9983

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 99.9983  
 Peso total de Grossos: 99.9983  
 Peso total de Finos: 0

Teor de Cascalho (%): 0.0042  
 Teor de Areia (%): 100  
 Teor de Silte (%): 0  
 Teor de Argila (%): 0  
 Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 1.8987  
 Mediana: 2.0001  
 Curtose: 0.8448  
 Assimetria: -0.0802  
 Desvio Padrão: 0.9227

**Percentis**

ø01	0.5036	ø50	2.0001
ø05	0.5952	ø75	2.4829
ø16	0.847	ø84	2.8491
ø25	1.1312	ø95	3.3814

**Localização da amostra**

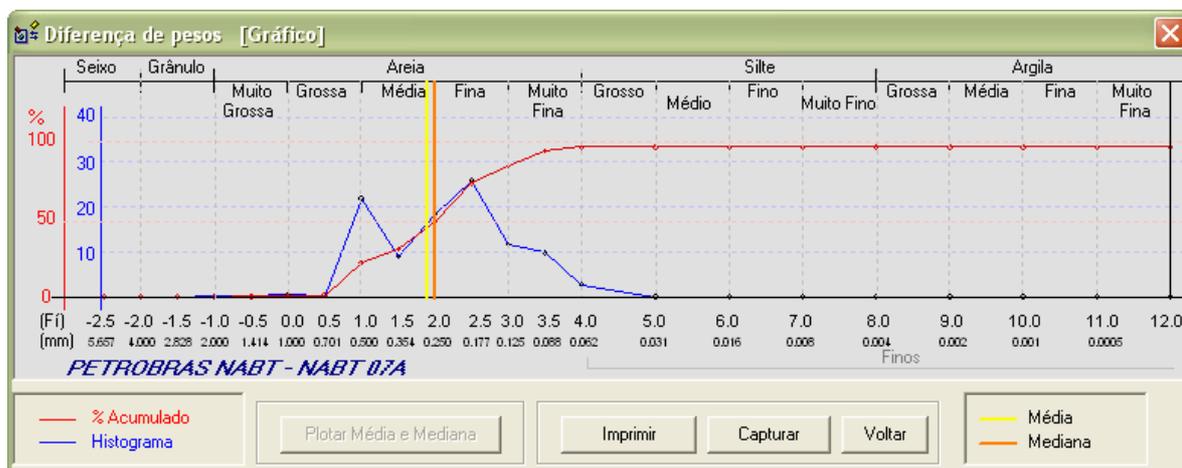
Coordenadas:  Profundidade:

**Folk e Ward**

Média:   
 Mediana:   
 Gr. Seleção:

**Diagrama Triangular**

**Larsonneur**



**Amostra: B- 08**  
**Profundidade: 1m**

Imprimir amostra

Voltar  
Imprimir

## ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

### PETROBRAS NABT -

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0	0	0
2.000	-1.0	0.02	0.02	0.02
1.400	-0.5	0.04	0.04	0.06
1.000	0.0	0.06	0.06	0.12
0.710	0.5	0.16	0.16	0.28
0.500	1.0	0.55	0.55	0.83
0.350	1.5	13.86	13.86	14.69
0.250	2.0	30.68	30.68	45.37
0.177	2.5	35.02	35.02	80.39
0.125	3.0	10.36	10.36	90.75
0.088	3.5	6.69	6.69	97.44
0.064	4.0	1.32	1.32	98.76
0.031	5.0	0	0	98.76
0.016	6.0	0	0	98.76
0.008	7.0	0	0	98.76
0.004	8.0	0	0	98.76
0.002	9.0	0	0	98.76
0.001	10.0	0	0	98.76
0.0005	11.0	0	0	98.76
0.0003	12.0	1.24	1.24	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100  
 Peso total de Grossos: 98.76  
 Peso total de Finos: 1.24

Teor de Cascalho (%): 0.02  
 Teor de Areia (%): 98.74  
 Teor de Silte (%): 0  
 Teor de Argila (%): 1.24  
 Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.0872  
 Mediana: 2.0661  
 Curtose: 1.1764  
 Assimetria: 0.1049  
 Desvio Padrão: 0.6166

**Percentis**

ø01	1.0061	ø50	2.0661
ø05	1.1504	ø75	2.423
ø16	1.5213	ø84	2.6742
ø25	1.668	ø95	3.3176

**Localização da amostra**

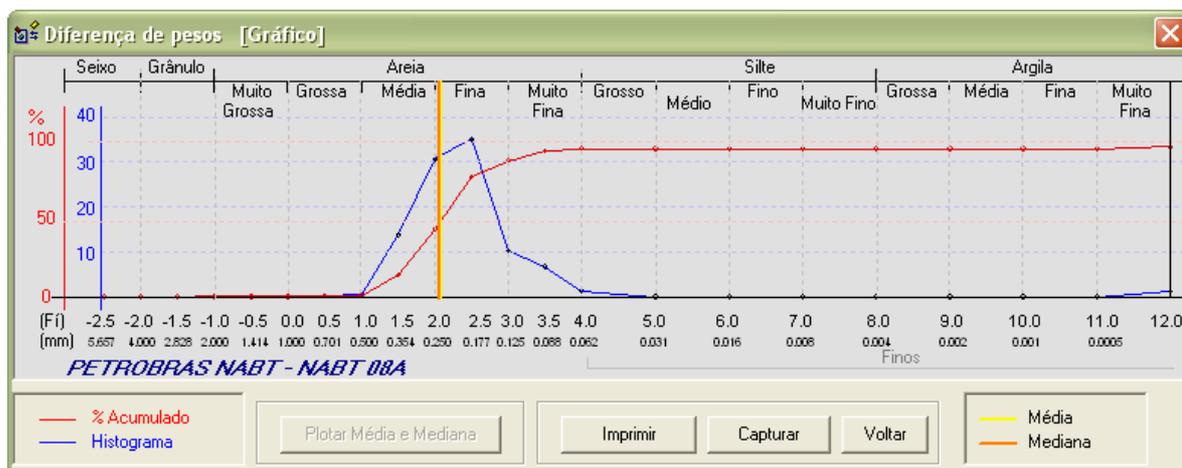
Coordenadas:  Profundidade:

**Folk e Ward**

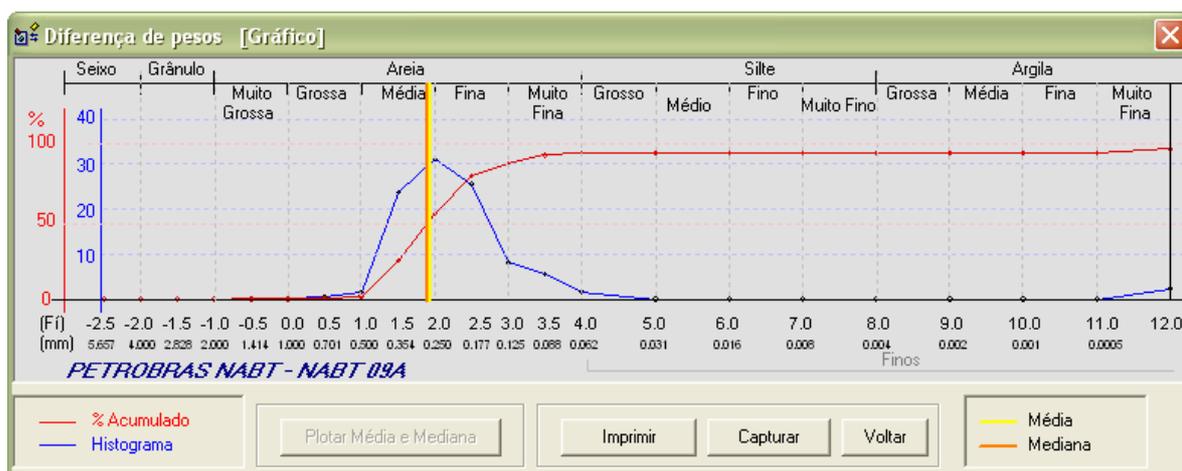
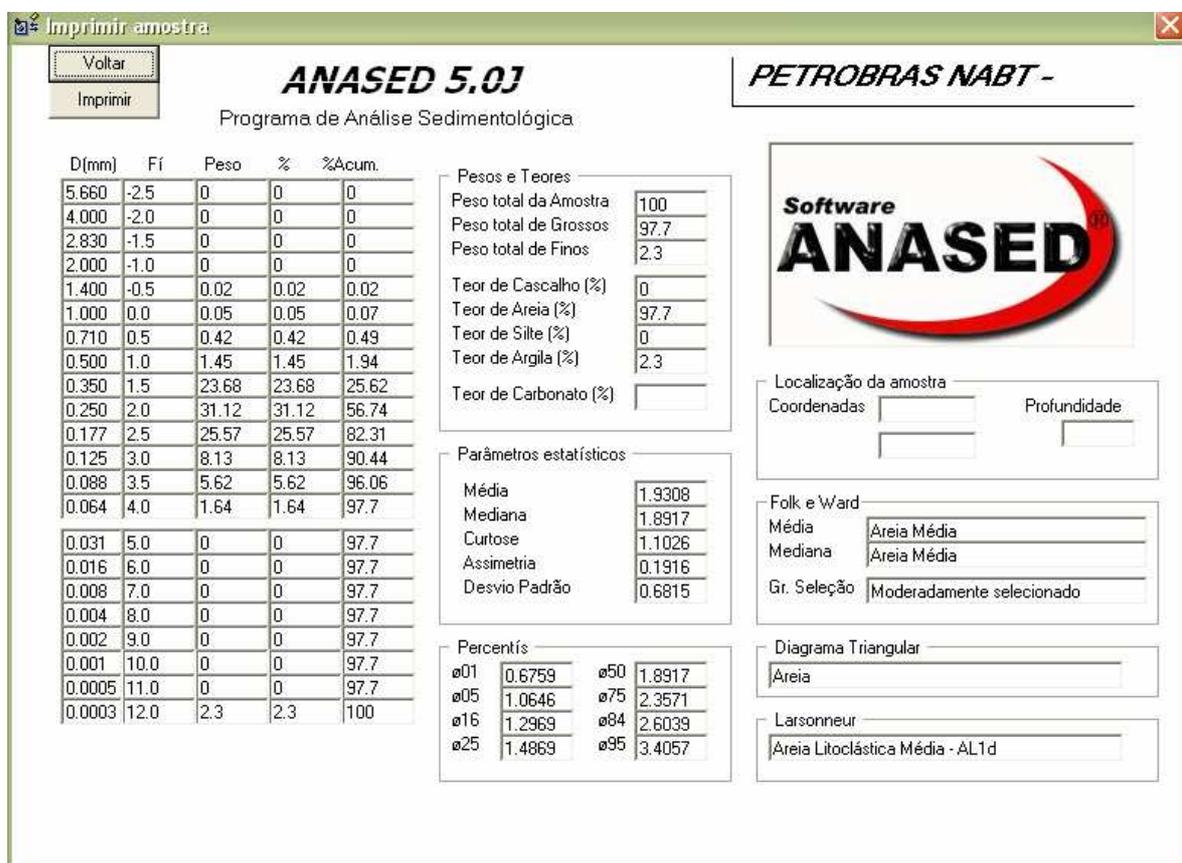
Média:   
 Mediana:   
 Gr. Seleção:

**Diagrama Triangular**

**Larsonneur**



**Amostra: B- 09**  
**Profundidade: 1m**



**Amostra: B- 10**  
**Profundidade: 1m**

Imprimir amostra

Voltar  
Imprimir

### ANASED 5.0J

Programa de Análise Sedimentológica

**PETROBRAS NABT -**

Software  
**ANASED**

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0	0	0
2.000	-1.0	0	0	0
1.400	-0.5	0.03	0.03	0.03
1.000	0.0	0.04	0.04	0.07
0.710	0.5	0.41	0.41	0.48
0.500	1.0	1.61	1.61	2.09
0.350	1.5	13.36	13.36	15.45
0.250	2.0	27.45	27.45	42.9
0.177	2.5	31.45	31.45	74.35
0.125	3.0	11.56	11.56	85.91
0.088	3.5	7.88	7.88	93.79
0.064	4.0	0.33	0.33	94.12
0.031	5.0	0	0	94.12
0.016	6.0	0	0	94.12
0.008	7.0	0	0	94.12
0.004	8.0	0	0	94.12
0.002	9.0	0	0	94.12
0.001	10.0	0	0	94.12
0.0005	11.0	0	0	94.12
0.0003	12.0	5.88	5.88	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra: 100  
 Peso total de Grossos: 94.12  
 Peso total de Finos: 5.88

Teor de Cascalho (%): 0  
 Teor de Areia (%): 94.12  
 Teor de Silte (%): 0  
 Teor de Argila (%): 5.88  
 Teor de Carbonato (%):

**Parâmetros estatísticos**

Média: 2.1801  
 Mediana: 2.1129  
 Curtose: 4.818  
 Assimetria: 0.4716  
 Desvio Padrão: 1.8732

**Percentis**

ø01	0.6615	ø50	2.1129
ø05	1.1089	ø75	2.5281
ø16	1.51	ø84	2.9174
ø25	1.674	ø95	11.1497

**Localização da amostra**

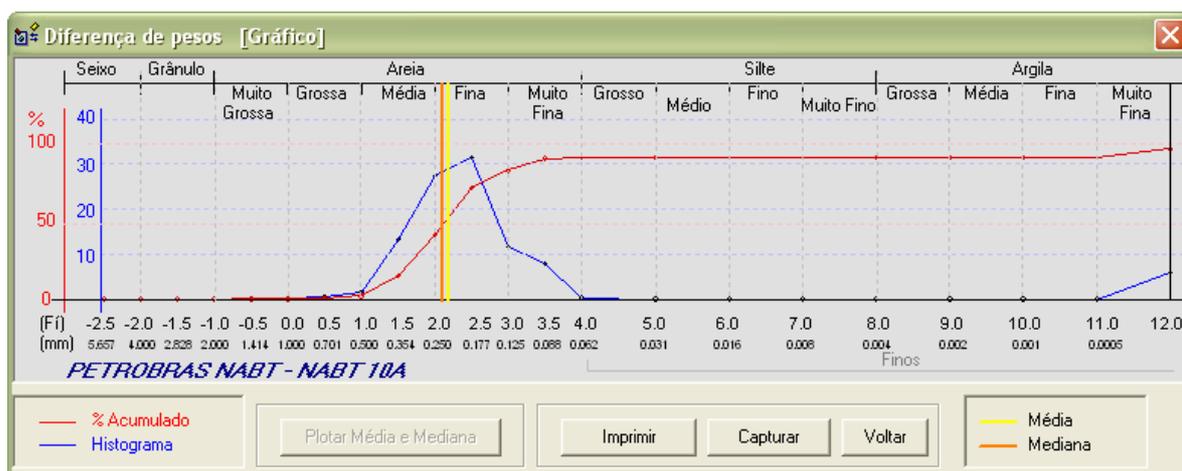
Coordenadas:  Profundidade:

**Folk e Ward**

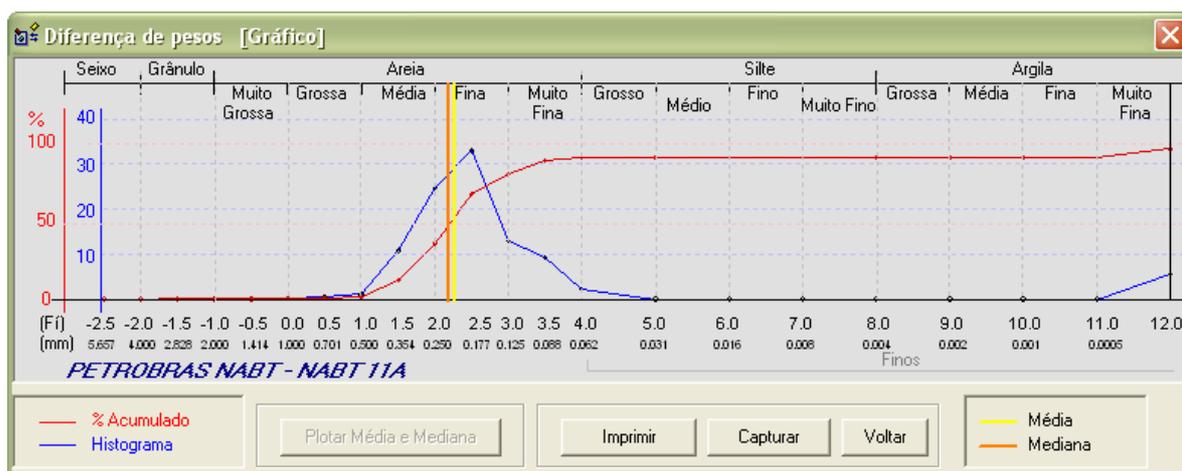
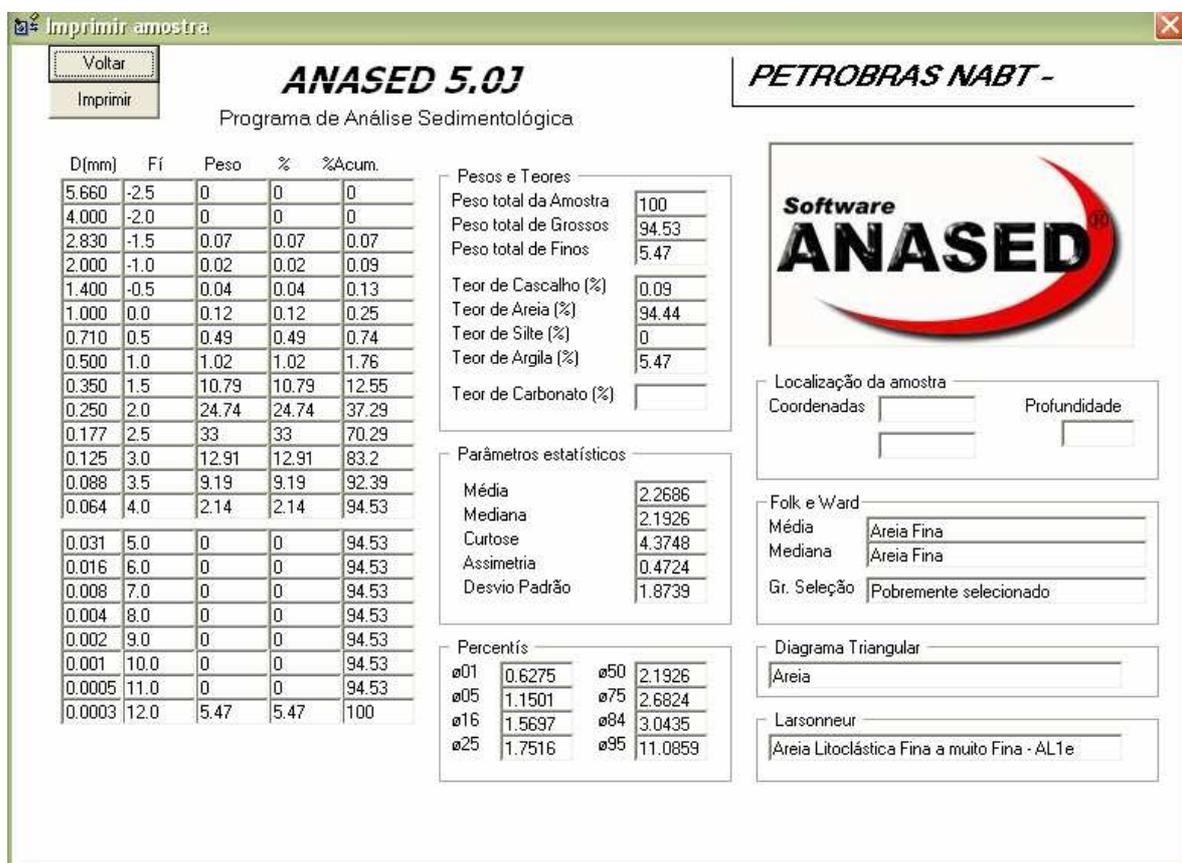
Média:   
 Mediana:   
 Gr. Seleção:

**Diagrama Triangular**

**Larsonneur**



**Amostra : B- 11**  
**Profundidade: 1m**



**Amostra: B- 12**  
**Profundidade: 1m**

**ANASED 5.0J**  
 Programa de Análise Sedimentológica

**PETROBRAS NABT -**

Software  
**ANASED**

D(mm)	Fi	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0	0	0
2.000	-1.0	0.06	0.06	0.06
1.400	-0.5	0.12	0.12	0.18
1.000	0.0	0.32	0.32	0.5
0.710	0.5	0.76	0.76	1.26
0.500	1.0	2.43	2.43	3.69
0.350	1.5	14.99	14.99	18.68
0.250	2.0	25.8	25.8	44.48
0.177	2.5	28.85	28.85	73.33
0.125	3.0	11.12	11.12	84.45
0.088	3.5	7.09	7.09	91.54
0.064	4.0	2.31	2.31	93.85
0.031	5.0	0	0	93.85
0.016	6.0	0	0	93.85
0.008	7.0	0	0	93.85
0.004	8.0	0	0	93.85
0.002	9.0	0	0	93.85
0.001	10.0	0	0	93.85
0.0005	11.0	0	0	93.85
0.0003	12.0	6.15	6.15	100

**Pesos e Teores**

Peso total da Amostra	100
Peso total de Grossos	93.85
Peso total de Finos	6.15
Teor de Cascalho (%)	0.06
Teor de Areia (%)	93.79
Teor de Silte (%)	0
Teor de Argila (%)	6.15
Teor de Carbonato (%)	

**Parâmetros estatísticos**

Média	2.162
Mediana	2.0957
Curtose	4.3639
Assimetria	0.4597
Desvio Padrão	1.9292

**Percentís**

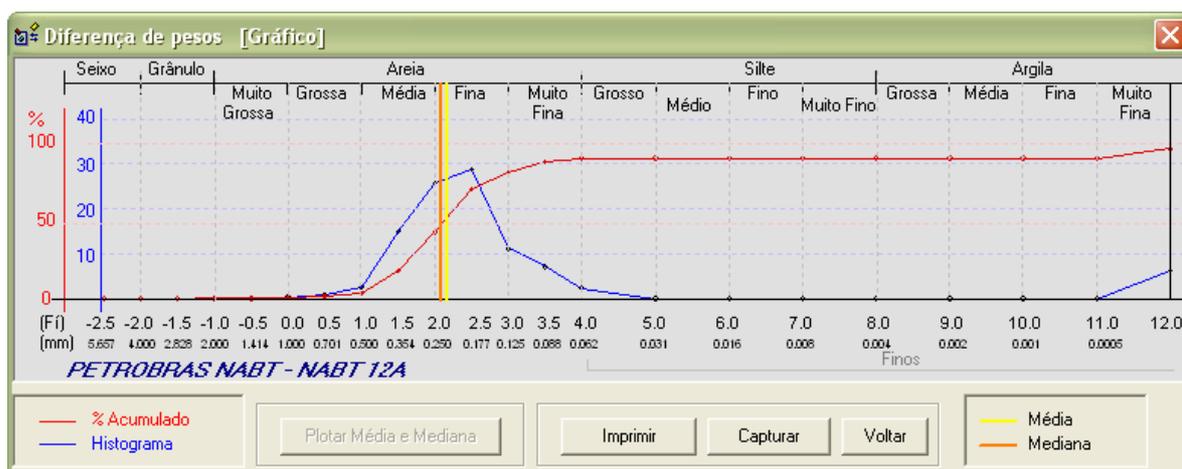
ø01	0.3289	ø50	2.0957
ø05	1.0437	ø75	2.5751
ø16	1.4106	ø84	2.9798
ø25	1.6225	ø95	11.187

Localização da amostra  
 Coordenadas:  Profundidade:

Folk e Ward  
 Média:   
 Mediana:   
 Gr. Seleção:

Diagrama Triangular

Larsonneur



# MA- 01

**Angela - AM2MA1A**

D(mm)	F <sub>i</sub>	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0.05	0.05	0.05
2.000	-1.0	0.13	0.13	0.18
1.400	-0.5	0.14	0.14	0.32
1.000	0.0	0.18	0.18	0.5
0.710	0.5	0.56	0.56	1.06
0.500	1.0	1.46	1.46	2.52
0.350	1.5	13.87	13.87	16.39
0.250	2.0	22.09	22.09	38.48
0.177	2.5	24.26	24.26	62.74
0.125	3.0	12.16	12.16	74.9
0.088	3.5	10.39	10.39	85.29
0.064	4.0	3.32	3.32	88.61
0.031	5.0	11.39	11.39	100
0.016	6.0	0	0	100
0.008	7.0	0	0	100
0.004	8.0	0	0	100
0.002	9.0	0	0	100
0.001	10.0	0	0	100
0.0005	11.0	0	0	100
0.0003	12.0	0	0	100

**Análise**  
 Peso Total da Amostra: 100  
 Peso total de Finos: 11.39  
 Peso total de grossos: 88.61

**Parâmetros Estatísticos**  
 Média: 2.3871  
 Mediana: 2.2374  
 Assimetria: 0.2843  
 Curtose: 1.0862 Kg' 0.5206  
 Desvio Padrão: 1.014

**Coordenadas**  
 Latitude:   
 Longitude:   
 Profundidade:

**Percentis**  
 ø01: 0.4464 ø50: 2.2374  
 ø05: 1.0894 ø75: 3.0048  
 ø16: 1.4859 ø84: 3.4379  
 ø25: 1.6949 ø95: 4.561

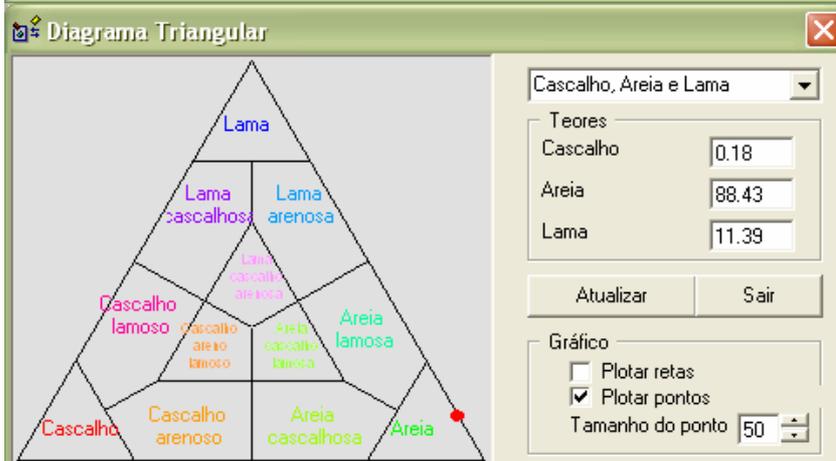
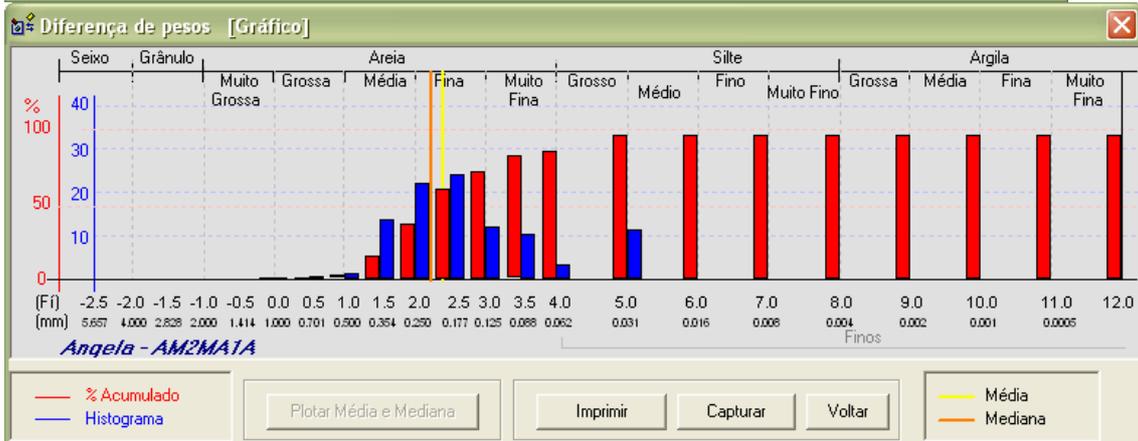
**Diagrama triangular (Cs, Ar e Lm)**  
 Areia:

**Teores**  
 Cascalho (%): 0.18  
 Areia (%): 88.43  
 Finos (%): 11.39  
     Silte (%): 11.39  
     Argila (%): 0  
 Carbonato(%):

**Larsonneur**  
 Areia Litoclástica Fina a muito Fina  
 Código: AL1e

**Folk e Ward**  
 Grau de Seleção: Pobremente selecionado  
 Média: Areia Fina  
 Mediana: Areia Fina

Diagrama triangular | Histograma | Imprimir | Menu



MA-02

**Angela - AM2MA2**

D(mm)	F <sub>i</sub>	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0.03	0.03	0.03
2.830	-1.5	0.08	0.08	0.11
2.000	-1.0	0.04	0.04	0.15
1.400	-0.5	0.07	0.07	0.22
1.000	0.0	0.11	0.11	0.33
0.710	0.5	0.39	0.39	0.72
0.500	1.0	2.05	2.05	2.77
0.350	1.5	17	17	19.77
0.250	2.0	28.51	28.51	48.28
0.177	2.5	28.88	28.88	77.16
0.125	3.0	8.73	8.73	85.89
0.088	3.5	7.08	7.08	92.97
0.064	4.0	1.12	1.12	94.09
0.031	5.0	0	0	94.09
0.016	6.0	0	0	94.09
0.008	7.0	0	0	94.09
0.004	8.0	0	0	94.09
0.002	9.0	0	0	94.09
0.001	10.0	0	0	94.09
0.0005	11.0	0	0	94.09
0.0003	12.0	5.91	5.91	100

**Análise**  
 Peso Total da Amostra: 100  
 Peso total de Finos: 5.91  
 Peso total de grossos: 94.09

**Parâmetros Estatísticos**  
 Média: 2.1036  
 Mediana: 2.0298  
 Assimetria: 0.4781  
 Curtose: 4.7475 Kg' 0.8260  
 Desvio Padrão: 1.9042

**Coordenadas**  
 Latitude:   
 Longitude:   
 Profundidade:

**Percentis**  
 ø01: 0.5683 ø50: 2.0298  
 ø05: 1.0656 ø75: 2.4626  
 ø16: 1.3891 ø84: 2.8918  
 ø25: 1.5917 ø95: 11.154

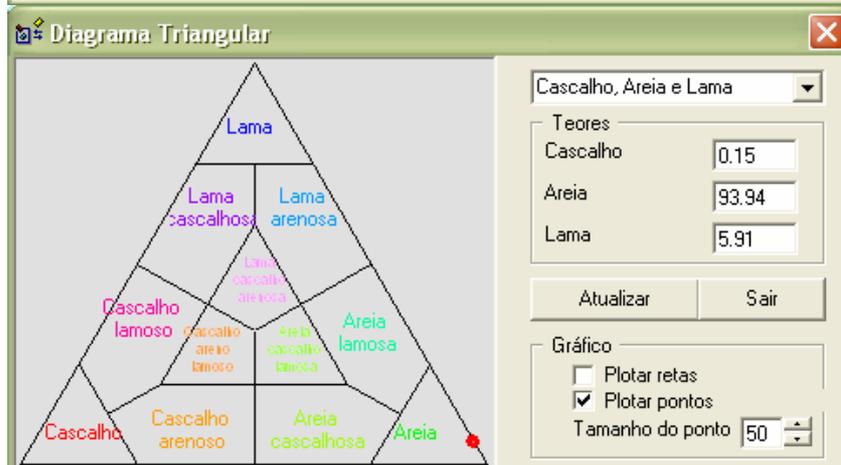
**Diagrama triangular (Cs, Ar e Lm)**  
 Areia:

**Teores**  
 Cascalho (%): 0.15  
 Areia (%): 93.94  
 Finos (%): 5.91  
     Silte (%): 0  
     Argila (%): 5.90999  
 Carbonato(%):

**Larsonneur**  
 Areia Litoclástica Fina a muito Fina  
 Código: AL1e

**Folk e Ward**  
 Grau de Seleção: Pobremente selecionado  
 Média: Areia Fina  
 Mediana: Areia Fina

Diagrama triangular | Histograma | Imprimir | Menu



### MA- 03

**Angela - AM2MA3A**

D(mm)	F <sub>i</sub>	Peso	%	%Acum.
5.660	-2.5	0	0	0
4.000	-2.0	0	0	0
2.830	-1.5	0.16	0.16	0.16
2.000	-1.0	0.1	0.1	0.26
1.400	-0.5	0.17	0.17	0.43
1.000	0.0	0.11	0.11	0.54
0.710	0.5	0.38	0.38	0.92
0.500	1.0	0.85	0.85	1.77
0.350	1.5	9.22	9.22	10.99
0.250	2.0	21.5	21.5	32.49
0.177	2.5	32.31	32.31	64.8
0.125	3.0	13.22	13.22	78.02
0.088	3.5	12.26	12.26	90.28
0.064	4.0	2.96	2.96	93.24
0.031	5.0	6.76	6.76	100
0.016	6.0	0	0	100
0.008	7.0	0	0	100
0.004	8.0	0	0	100
0.002	9.0	0	0	100
0.001	10.0	0	0	100
0.0005	11.0	0	0	100
0.0003	12.0	0	0	100

**Análise**  
 Peso Total da Amostra: 100  
 Peso total de Finos: 6.76  
 Peso total de grossos: 93.24

**Parâmetros Estatísticos**  
 Média: 2.3771  
 Mediana: 2.271  
 Assimetria: 0.2426  
 Curtose: 1.1929    Kg': 0.5439  
 Desvio Padrão: 0.8743

**Coordenadas**  
 Latitude:   
 Longitude:   
 Profundidade:

**Percentis**  
 ø01: 0.5471    ø50: 2.271  
 ø05: 1.1752    ø75: 2.8858  
 ø16: 1.6165    ø84: 3.2439  
 ø25: 1.8258    ø95: 4.2604

**Diagrama triangular (Cs, Ar e Lm)**  
 Área:

**Teores**  
 Cascalho (%): 0.26  
 Areia (%): 92.98  
 Finos (%): 6.76  
     Silte (%): 6.76  
     Argila (%): 0  
 Carbonato(%):

**Larsonneur**  
 Área Litoclástica Fina a muito Fina  
 Código: AL1e

**Folk e Ward**  
 Grau de Seleção: Moderadamente selecionado  
 Média: Areia Fina  
 Mediana: Areia Fina

Diagrama triangular    Histograma    Imprimir    Menu

