

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

TRABALHO FINAL DE CURSO

CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA DA SEQUÊNCIA CRETÁCEO-
TERCIÁRIA DA BACIA SEDIMENTAR DA FOZ DO AMAZONAS



Aluno: Daniel Antonio Peçanha De Martino Ferreira

Orientadores: Prof. Dr. João Graciano Mendonça Filho e Nedson Humberto Fernandes

Rio de Janeiro
Fevereiro 2008

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus por permitir-me chegar até aqui e aos meus familiares, em especial ao meu avô Darcy Peçanha, que sem a ajuda nada disso teria acontecido.

Aos “mestres” da ANP (Agência Nacional do Petróleo): Nedson Humberto Fernandes; Sergio Henrique Sousa Almeida; Luis Fernando Almeida; Cláudio Jorge Martins de Souza; Diogo Macedo de Freitas; Luciano Ricardo da Silva Lobo; Paulo Alexandre; Cesário Cecchi e ao Professor Doutor da UFRJ João Graciano Mendonça Filho que possibilitaram a realização deste trabalho e também do meu crescimento pessoal e profissional.

E por fim e não menos importante aos meus grandes amigos, em especial aos meus parceiros de campo III, Sergio Cataldo e Thiago Denck e a minha namorada Fernanda Silva Salles que me apoiou nos momentos mais complicados, e sempre esteve ao meu lado me dando forças para prosseguir em frente sem desistir.

Enfim gostaria de agradecer a todos vocês pelo dia de hoje muito obrigado a todos.

Daniel Ferreira

Resumo

A utilização de outras fontes de energia tem sido incentivada, praticamente, em todos os países do mundo. Disso resulta o reconhecimento do gás natural como importante alternativa de suprimento de energia, principalmente por questões ambientais, pois sua utilização possibilita reduzir a poluição do ar e, ao substituir o carvão vegetal, diminuir os desmatamentos, contribuindo, assim, para a melhoria da saúde das populações e da qualidade do meio ambiente.

Seguindo esta linha de raciocínio um estudo mais detalhado sobre as bacias sedimentares brasileiras, em especial na Bacia da Foz do Amazonas, seria de grande valia no contexto exploratório brasileiro já que esta apresenta um grande potencial de geração para produção de gás natural.

Utilizando-se dos dados de 53 poços da Bacia da Foz do Amazonas, este trabalho tem como objetivo fazer um modelamento geoquímico com os dados de pirólise *Rock-Eval* que são os valores de S_1, S_2, S_3 e Temperatura Máxima ($T_{m\acute{a}x}$) e em seus parâmetros, Índice de Produção (IP), Potencial de Geração (PG), Índice de Oxigênio (IO) e Índice de Hidrogênio (IH), assim como uma análise sobre os teores de Carbono Orgânico Total (COT %) das rochas potencialmente geradoras da bacia da Foz do Amazonas. Os resultados obtidos desta análise geoquímica permitirão uma melhor seleção das áreas mais propícias a exploração de hidrocarbonetos, além de permitir classificar o tipo de matéria orgânica, querogênio, presentes nas rochas geradoras da bacia.

Após a análise dos resultados verificou-se que todas as formações estudadas, Limoeiro, Caciporé e Amapá, apresentam potencial para geração de gás e que em alguns pontos temos a presença de condensado e também de óleo. Dentre as três formações geradoras, a que apresenta um melhor potencial de geração é a Formação Caciporé, que possui os índices mais elevados para COT (%), sendo a região central aquela que desperta maior interesse exploratório já que é nesta região que encontramos os maiores valores de S_1, S_2 , e dos parâmetros Potencial de Geração (PG) e Índice de Produção (IP). Outra informação que se pode obter e através da análise do tipo de querogênio, que são os constituintes orgânicos das rochas sedimentares que são insolúveis em componentes aquosos alcalinos e solventes orgânicos (Tissot & Welte, 1984). Através da interação dos valores

apresentados pelo Índice de Hidrogênio (IH) e dos valores de Índice de Oxigênio (IO) podemos definir que a matéria orgânica predominante nesta bacia é de origem essencialmente terrestre o que nos permite dizer que o querogênio predominante nesta bacia é o querogênio tipo III.

Lista de Figuras

Figura 01: Mapa de localização da Bacia sedimentar da Foz do Amazonas.....	05
Figura 02: Mapa esquemático da localização e do arcabouço estrutural da Bacia da Foz do Amazonas.....	07
Figura 03: Seção Esquemática da Bacia da Foz do Amazonas.....	08
Figura 04: Carta Estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas.....	11
Figura 05: Representação Esquemática do Ciclo de Análise e do Resultado da Pirólise Rock-Eval.....	18
Figura 06: Mapa das Isópacas da Formação Caciporé.....	22
Figura 07: Mapa de Concentração do Carbono Orgânico Total (%) da Formação Caciporé.....	23
Figura 08: Mapa de Concentração do S ₁ da Formação Caciporé	25
Figura 09: Mapa de Concentração do S ₂ da Formação Caciporé	26
Figura 10: Mapa de Concentração do Potencial de Geração da Formação Caciporé.....	28
Figura 11: Mapa de Concentração do Índice de Produção da Formação Caciporé.....	29
Figura 12: Mapa de Concentração do Índice de Hidrogênio da Formação Caciporé.....	31
Figura 13: Mapa de Concentração do Índice de Oxigênio da Formação Caciporé.....	32

Figura 14: Mapa de Concentração da Temperatura Máxima da Formação Caciporé.....	33
Figura 15: Mapa das Isópacas da Formação Limoeiro.....	36
Figura 16: Mapa de Concentração do Carbono Orgânico Total (%) Formação Limoeiro.....	37
Figura 17: Mapa de Concentração do S ₁ da Formação Limoeiro.....	38
Figura 18: Mapa de Concentração do S ₂ da Formação Limoeiro.....	39
Figura 19: Mapa de Concentração do Potencial de Geração da Formação Limoeiro.....	41
Figura 20: Mapa de Concentração do Índice de Produção da Formação Limoeiro.....	42
Figura 21: Mapa de Concentração do Índice de Hidrogênio da Formação Limoeiro.....	43
Figura 22: Mapa das Isópacas do Índice de Oxigênio da Formação Limoeiro.....	45
Figura 23: Mapa de Concentração da Temperatura Máxima da Formação Limoeiro.....	46
Figura 24: Mapa das Isópacas da Formação Amapá.....	49
Figura 25: Mapa de Concentração de Concentração do Carbono Orgânico Total (%) da Formação Amapá.....	50
Figura 26: Mapa de Concentração de S ₁ da Formação Amapá.....	51
Figura 27: Mapa de Concentração de S ₂ da Formação Amapá.....	52
Figura 28: Mapa de Concentração do Potencial de Geração da Formação Amapá.....	54

Figura 29: Mapa de Concentração do Índice de Produção da Formação Amapá...	55
Figura 30: Mapa de Concentração do Índice de Hidrogênio da Formação Amapá.....	56
Figura 31: Mapa das Isópacas do Índice de Oxigênio da Formação Amapá.....	58
Figura 32: Mapa de Concentração da Temperatura Máxima da Formação Amapá.....	59

Sumário

Agradecimentos.....	I
Resumo.....	II
Lista de Figuras.....	IV
1. Introdução.....	01
2. Objetivos.....	02
3. Metodologia.....	03
4. Bacia da Foz do Amazonas.....	04
4.1 Localização.....	04
4.2 Aspectos Estruturais e Geotectônicos das Bacias da Margem Equatorial	05
4.2.1 Bacia da Foz do Amazonas.....	06
4.3 Estratigrafia.....	08
4.4 Sistema Petrolífero.....	12
4.4.1 Rocha Geradora.....	12
4.4.2 Migração.....	13
4.4.3 Rocha Reservatório.....	13
4.4.4 Rocha Selante.....	14
4.4.5 Trapa.....	14
4.5 Histórico Exploratório na Bacia da Foz do Amazonas.....	15
5. Modelamento Geoquímico.....	16
5.1 Introdução.....	16
5.2 Pirólise Rock-Eval e Porcentagem de COT.....	17
5.2.1 Pirólise Rock-Eval.....	17
5.2.2 COT.....	19

6. Resultados e Discussão.....	20
6.1 Formação Caciporé.....	21
6.1.1 Mapa de Isópacas.....	21
6.1.2 Mapa de Concentração do Carbono Orgânico Total (%).....	21
6.1.3 Mapa de Concentração do S ₁	24
6.1.4 Mapa de Concentração do S ₂	24
6.1.5 Mapa de Concentração do Potencial de Geração.....	27
6.1.6 Mapa de Concentração do Índice de Produção.....	27
6.1.7 Mapa de Concentração do Índice de Hidrogênio.....	30
6.1.8 Mapa de Concentração do Índice de Oxigênio.....	30
6.1.9 Mapa de Concentração da Temperatura Máxima.....	30
6.1.10 Resultados e Discussões.....	31
6.2 Formação Limoeiro.....	35
6.2.1 Mapa de Isópacas.....	35
6.2.2 Mapa de Concentração do Carbono Orgânico Total (%).....	35
6.2.3 Mapa de Concentração do S ₁	35
6.2.4 Mapa de Concentração do S ₂	35
6.2.5 Mapa de Concentração do Potencial de Geração.....	40
6.2.6 Mapa de Concentração do Índice de Produção.....	40
6.2.7 Mapa de Concentração do Índice de Hidrogênio.....	40
6.2.8 Mapa de Concentração do Índice de Oxigênio.....	44
6.2.9 Mapa de Concentração da Temperatura Máxima.....	44
6.2.10 Resultados e Discussões.....	47
6.3 Formação Amapá.....	48
6.3.1 Mapa de Isópacas.....	48
6.3.2 Mapa de Concentração do Carbono Orgânico Total (%).....	48
6.3.3 Mapa de Concentração do S ₁	48
6.3.4 Mapa de Concentração do S ₂	48
6.3.5 Mapa de Concentração do Potencial de Geração.....	53
6.3.6 Mapa de Concentração do Índice de Produção.....	53
6.3.7 Mapa de Concentração do Índice de Hidrogênio.....	53
6.3.8 Mapa de Concentração do Índice de Oxigênio.....	57

6.3.9 Mapa de Concentração de Temperatura Máxima.....	57
6.3.10 Resultados e Discussões.....	60
7. Conclusão.....	62
8. Referências Bibliográficas.....	63

1. INTRODUÇÃO

A utilização de outras fontes de energia tem sido incentivada, praticamente, em todos os países do mundo. Disso resulta o reconhecimento do gás natural como importante alternativa de suprimento de energia, principalmente por questões ambientais, pois sua utilização possibilita reduzir a poluição do ar e, ao substituir o carvão vegetal, diminuir os desmatamentos, contribuindo, assim, para a melhoria da saúde das populações e da qualidade do meio ambiente.

A necessidade de gás natural no Brasil cresceu cerca de 29% de agosto de 2005 a agosto de 2006 e o consumo passou para cerca de 37 milhões de metros cúbicos por dia. Há grandes possibilidades de aumento desse consumo, em especial na Região Sudeste, que está requerendo a implantação de empreendimentos importantes e indispensáveis (Relatório de Impacto Ambiental - RIMA - Abril/2007; gasoduto Japeri – Reduc).

Seguindo esta linha de raciocínio um estudo mais detalhado sobre as bacias sedimentares brasileiras, em especial na Bacia da Foz do Amazonas, localizada na porção oeste da margem equatorial brasileira, seria de grande valia no contexto exploratório brasileiro, já que esta apresenta um grande potencial de geração para produção de gás natural.

Sendo assim, um modelamento geoquímico será realizado tendo como base os 53 poços que atravessam as respectivas formações potencialmente geradoras da Bacia da Foz do Amazonas que são respectivamente as formações Caciporé, Limoeiro e Amapá. Este modelamento será feito através dos dados de pirólise *Rock-Eval* (S_1 , S_2 , S_3 , Temperatura Máxima ($T_{máx}$)), e de seus parâmetros (Índice de Oxigênio (IO), Índice de Hidrogênio (IH) Potencial de Geração (PG), Índice de Produção (IP)) assim como um modelamento sobre os teores de Carbono Orgânico Total (COT %) também será realizado.

2. OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo fazer um modelamento geoquímico com dados de pirólise *Rock-Eval* (S_1 , S_2 , S_3 , Temperatura Máxima ($T_{máx}$)), e dos seus parâmetros (Índice de Oxigênio (IO), Índice de Hidrogênio (IH) Potencial de Geração (PG), Índice de Produção (IP)) assim como fazer uma análise sobre os teores de Carbono Orgânico Total (%) das rochas potencialmente geradoras da Bacia da Foz do Amazonas que são respectivamente as Formações Amapá, Caciporé e Limoeiro.

Os resultados obtidos destas análises geoquímicas, feitas a partir dos 53 poços que atravessam as três formações potencialmente geradoras, permitirão uma melhor seleção das áreas mais propícias a exploração de hidrocarbonetos (gás natural e/ou óleo), além de nos permitir classificar o tipo de matéria orgânica, querogênio, presentes nas rochas potencialmente geradoras da bacia. Cabe ressaltar que os estudos foram feitos com base apenas e exclusivamente em dados geoquímicos produzidos por métodos físico-químicos, podendo causar algum tipo de controvérsia quando forem analisados outros fatores geoquímicos como por exemplo alguns métodos de microscopia óptica que são: o Índice de coloração dos Esporos (ICE) ou a Reflectância da Vitrinita (% R_o).

3. METODOLOGIA

Após escolhermos a bacia e seus respectivos poços (53 ao todo) e verificarmos sua disponibilidade junto ao BDEP (Banco de Dados e Exploração e Produção - ANP), foram criados gráficos, utilizando o Microsoft Excel, em que se relacionam os parâmetros geoquímicos: Carbono Orgânico Total (%), Índice de Oxigênio (IO), Índice de Hidrogênio (IH), S₁, S₂, S₃, Temperatura Máxima (T_{máx}), Potencial de Geração (PG), Índice de Produção (IP) com a profundidade das formações potencialmente geradoras.

O passo seguinte foi à construção de uma tabela contendo apenas os parâmetros necessários para se fazer o modelamento geoquímico das três formações geradoras, que para a Bacia da Foz do Amazonas são as seguintes: formações Caciporé (Eo – mesoalbianas), Amapá (Paleoceno ao Mioceno) e Limoeiro (Albiano ao Paleoceno). Calculou-se então uma média de todos os valores de COT (%), IO, IH, S₁, S₂, S₃, T_{máx}, PG, IP além de determinamos também as espessuras das formações geradoras em cada poço. Essa nova tabela contém então os seguintes aspectos: nome do poço, coordenadas geográficas, formação, topo, base, espessura, COT (%), IO, IH, S₁, S₂, S₃, T_{máx}, PG, IP.

A partir dessa tabela, construída no Microsoft Excel, foram realizadas gridagens, no programa computacional *Golden Software Surfer 8*. Estas por sua vez são responsáveis pela geração de gráficos que representam, ou melhor, ilustram, os valores e suas respectivas isolinhas. Este processo de gridagem é realizado para todos os dados geoquímicos das três Formações geradoras.

Por fim, exportamos os gráficos confeccionados no *Golden Software Surfer 8* para um outro programa computacional, o *ArcGIS 9.1*. Depois de exportados estes gráficos são plotados em um *shape* que contém apenas a imagem da Bacia da Foz do Amazonas e assim, são criados *shapes* com as informações geoquímicas referentes as três formações geradoras. A partir destas imagens que conterão os limites da bacia e suas isolinhas referentes a cada dado geoquímico e que serão feitas às análises e conclusões deste trabalho.

4. BACIA DA FOZ DO AMAZONAS

4.1 Localização

A bacia da Foz do Amazonas esta situada na porção oeste da margem equatorial brasileira, na província costeira, aproximadamente entre as coordenadas (52° - 46°)W e (00° - 05°)N (Schaller *et al.*, 1971)

Limita-se ao Noroeste com a Guiana Francesa, a sudeste com a Bacia Pará – Maranhão, na parte oeste da ilha de Santana e ao Sul é limitada pelo graben de Mexina. Apresenta uma pequena parte terrestre que é limitada a sudoeste pela bacia de Marajó e ao sul pelo arco de Gurupá, que a separa da Bacia do Amazonas (Schaller *et al.* 1971).

Abrange aproximadamente uma área de 350.000 Km², incluindo a plataforma continental, talude e a região de águas profundas, até o limite entre as crostas continental e oceânica (Figura 01).

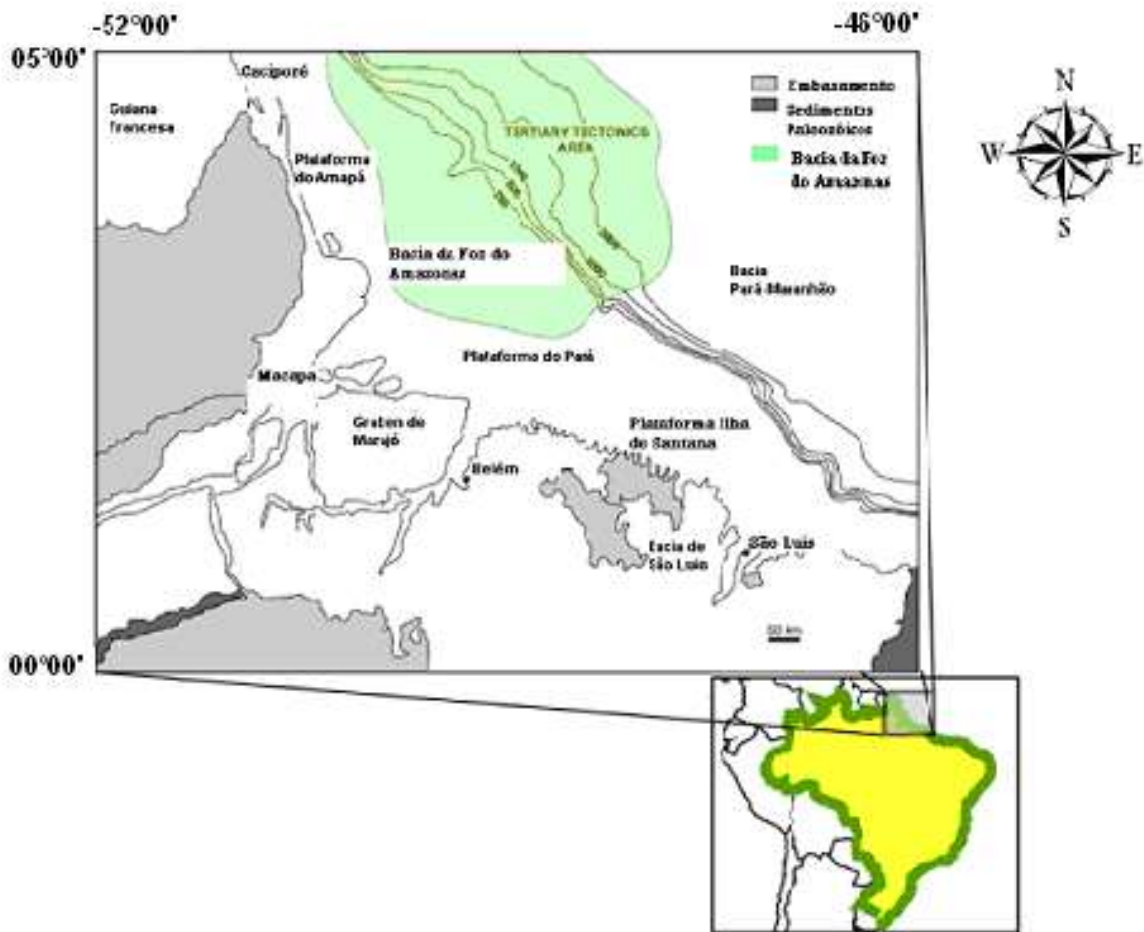


Figura 01: Mapa de localização da Bacia sedimentar da Foz do Amazonas (Fonte: Pasley, *et al.* 2001)

4.2 Aspectos Estruturais e Geotectônicos das Bacias da Margem Equatorial

A margem equatorial norte brasileira deve ser analisada à luz das aberturas do Atlântico Norte e do Atlântico Sul. Para tal, devemos observar as macroestruturas no contexto brasileiro e africano.

A margem equatorial brasileira é notável pela presença do leque submarino do Amazonas, pela existência da Cadeia Norte Brasileiro, nos seus dois segmentos leste-oeste e no segmento noroeste-sudeste, e pela cadeia submarina de Fernando de Noronha. Com essas estruturas morfológicas distintas, a margem fica setorizada em

quatro ambientes que são: O Leque Submarino do Amazonas (Bacia da Foz do Amazonas), a Bacia Pará Maranhão, a Bacia de Fernando de Noronha e a Bacia de Pernambuco. Todas elas são separadas entre si pela barreira estrutural da Cadeia Norte Brasileira e da cadeia de Fernando de Noronha (Gorini,1993)

4.2.1 Bacia da Foz do Amazonas

Segundo Gorini (1993), a bacia da Foz do Amazonas é estruturada desde o Arco de Gurupá, com os grabens de Grajaú-Cametá, Limoeiro, Mexina e Caviana, em direção a plataforma continental e os altos estruturais da plataforma, que se estendem no talude e na elevação continental para leste, até os altos morfológicos, inerentes a montanhas submarinas do segmento norte da Cadeia Norte Brasileira. Em direção a leste, esse segmento se confunde com a Zona de Fratura de São Paulo.

A Bacia da Foz do Amazonas, muito provavelmente, teve a sua estruturação de grabens associada à abertura do Oceano Atlântico Norte e, por conseguinte, pré-data as bacias marginais do leste. Corresponde a um rifteamento propagado em direção ao continente que foi abortado antes mesmo que tivesse estruturação bacinal para permitir contato com as águas do recém formado oceano. Antes do advento da sedimentação andina, a margem não era propagada intensamente e uma provável planície abissal iniciava-se no que é hoje a elevação continental superior a média (Leque superior a médio do Amazonas).

A seguir temos duas figuras que representam de formas diferentes os aspectos estruturais presentes na Bacia da Foz do Amazonas que são respectivamente a figura 2 mostrando a localização da bacia e o arcabouço estrutural da Bacia da Foz do Amazonas e a figura 3 representando uma seção esquemática mostrando sobre uma outra óptica as estruturas ali presentes.

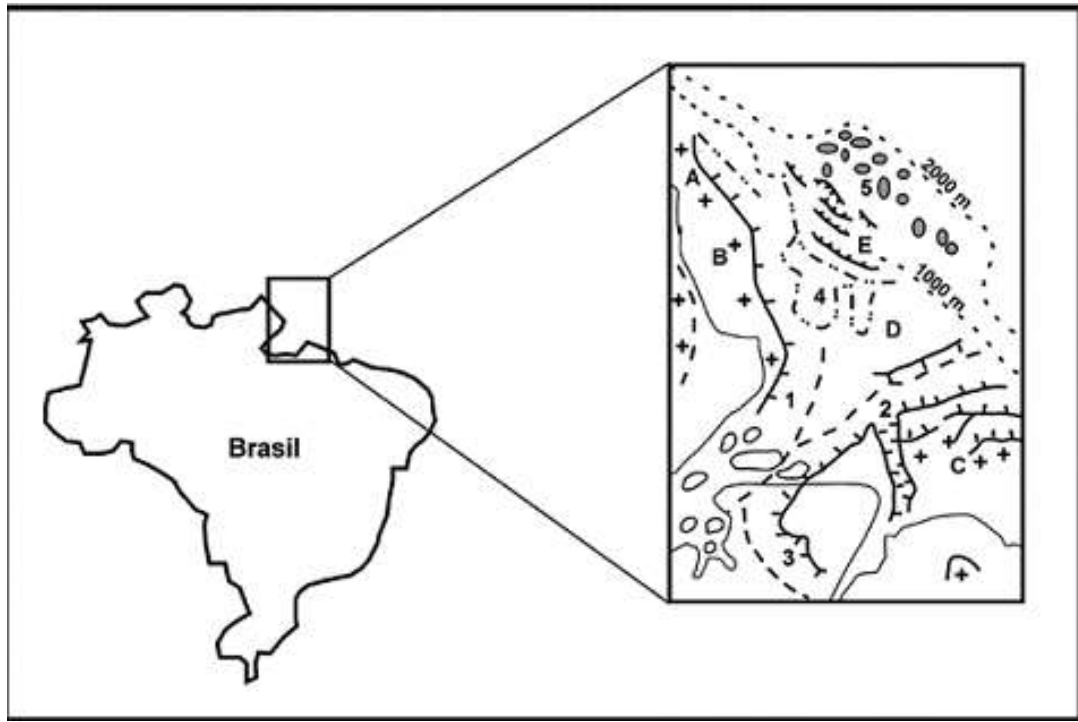


Figura 02: Mapa esquemático apresentando a localização e o arcabouço estrutural da Bacia da Foz do Amazonas (Fonte: Oliveira, 2003). Legenda: A - Subbacia Caciporé; B - Plataforma do Amapá; C - Plataforma Ilha de Santana; D - Plataforma Carbonática; E - Cone do Amazonas; 1 - Graben de Mexina; 2 - Graben Mexina Oriental; 3 - Graben Limoeiro; 4 - Calha Oligocênica; 5 - Diápiros de Argila

Seção Esquemática da Bacia da Foz do Amazonas

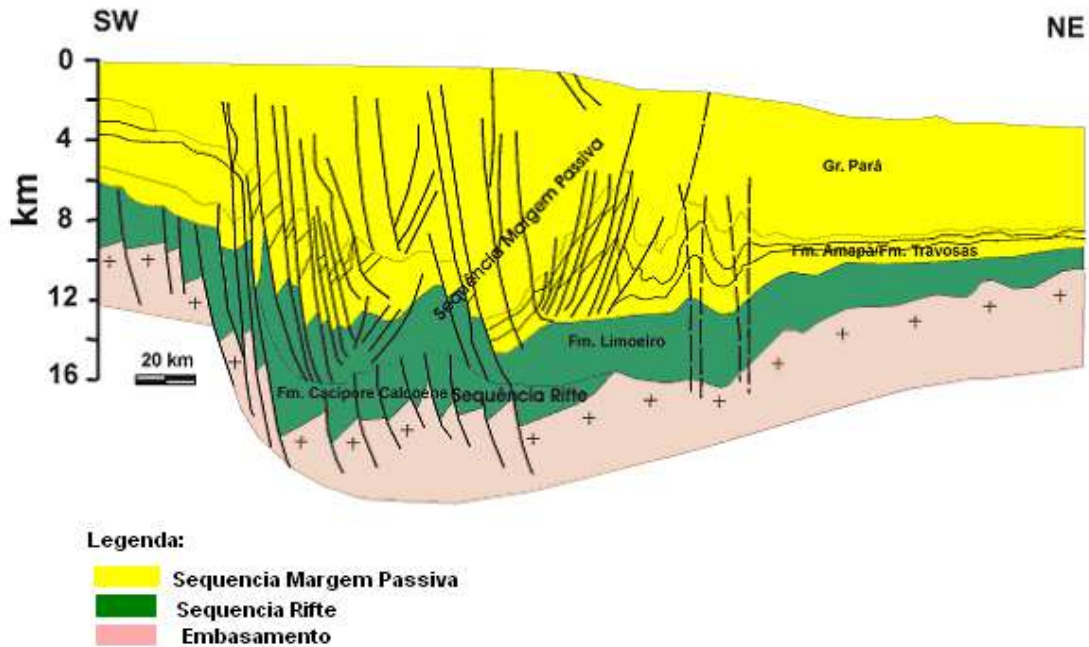


Figura 03: Seção Geológica da Bacia da Foz do Amazonas (Fonte: www.cprm.gov.br/gis/seções_fozamazonas.htm).

4.3 Estratigrafia

A formação da Bacia da Foz do Amazonas está diretamente relacionada com a ruptura entre as placas Africana e Americana durante o Aptiano/Albiano. Esta pode ser classificada como uma típica margem divergente, tipo margem continental Atlântica.

O início da história sedimentar desta bacia ocorre durante o Triássico, com a deposição dos primeiros registros sedimentares. O primeiro registro sedimentar desta bacia é formado por um pacote vulcano-sedimentar constituído de rochas toleíticas, que são basaltos e diques de diabásio, intercaladas com arenitos finos avermelhados, Formação Calçoene (Brandão, 1990). Este pacote representa a primeira seqüência rifte desta bacia.

A segunda seqüência rifte é representada por um sistema fluvio-deltáico-lacustre com contribuição de turbiditos, Formação Caciporé (Brandão & Feijó, 1994) e está relacionada à abertura final do Oceano Atlântico e desenvolveu-se entre o Cretáceo Inferior e o Alboaptiano.

Este segundo episódio de rifteamento, constitui o mais importante, uma vez que a Formação Caciporé normalmente ocorre preenchendo meio grabens ativos durante sua deposição, podendo alcançar 7000 metros nas áreas mais profundas.

A fase rifte teve o seu fim quando o Oceano Atlântico começou a se formar. Iniciou-se então a fase drifte, caracterizada por uma subsidência flexural, e a esta fase podemos associar três seqüências principais que recobrem os sedimentos da fase rifte.

Caracterizada por sedimentos depositados do Albiano ao Paleoceno, a primeira seqüência traz uma sedimentação clástica marinha transgressiva, Formação Limoeiro. Esta por sua vez pode ser dividida em duas seções: a superior, progradante, constituída por arenitos cinza claro, folhelho siltítico cinza e siltito esverdeado e a inferior ou basal, argilosa, interpretada como sendo transgressiva (Brandão & Feijó, 1994).

A segunda seqüência tem como característica marcante a deposição de extensas e espessas plataformas clásticas carbonáticas depositada do Paleoceno ao Mioceno, denominada formação Amapá, que está interdigitada lateralmente por arenitos friáveis da Formação Marajó. Associados a estes carbonatos e arenitos têm os folhelhos Eoterciários da Formação Travossas.

Os grandes grabens da área de Caciporé foram palcos de tectogenias em duas ocasiões distintas. A primeira, no Triássico, acumulou os clásticos e as rochas ígneas da Formação Calçoene em associação com a abertura do Oceano Atlântico Norte. No Aptiano/Albiano o rifte precursor do Oceano Atlântico exprimiu-se na deposição dos clásticos da Formação Caciporé.

A última seqüência, depositada do Mioceno ao Recente, é composta por uma expressiva cunha sedimentar progradante, Grupo Pará. Este grupo abrange a Formação Tucunaré, constituída por areias grossas que gradam para uma associação de areias grossas e finas; Formação Pirarucu, formada por areia fina e argila cinza e

Formação Orange, proposta para nomear os folhelhos e argilitos de talude bacia do Grupo Pará, que compõem a essência do Cone do Amazonas (Figura 03).

As estruturas características na área do Cone do Amazonas são falhas lítricas de crescimento (distensivas); diápiros de argilas e falhas de empurrão na porção mais distal dos grandes sistemas de escorregamento gravitacional.

Carta Estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas

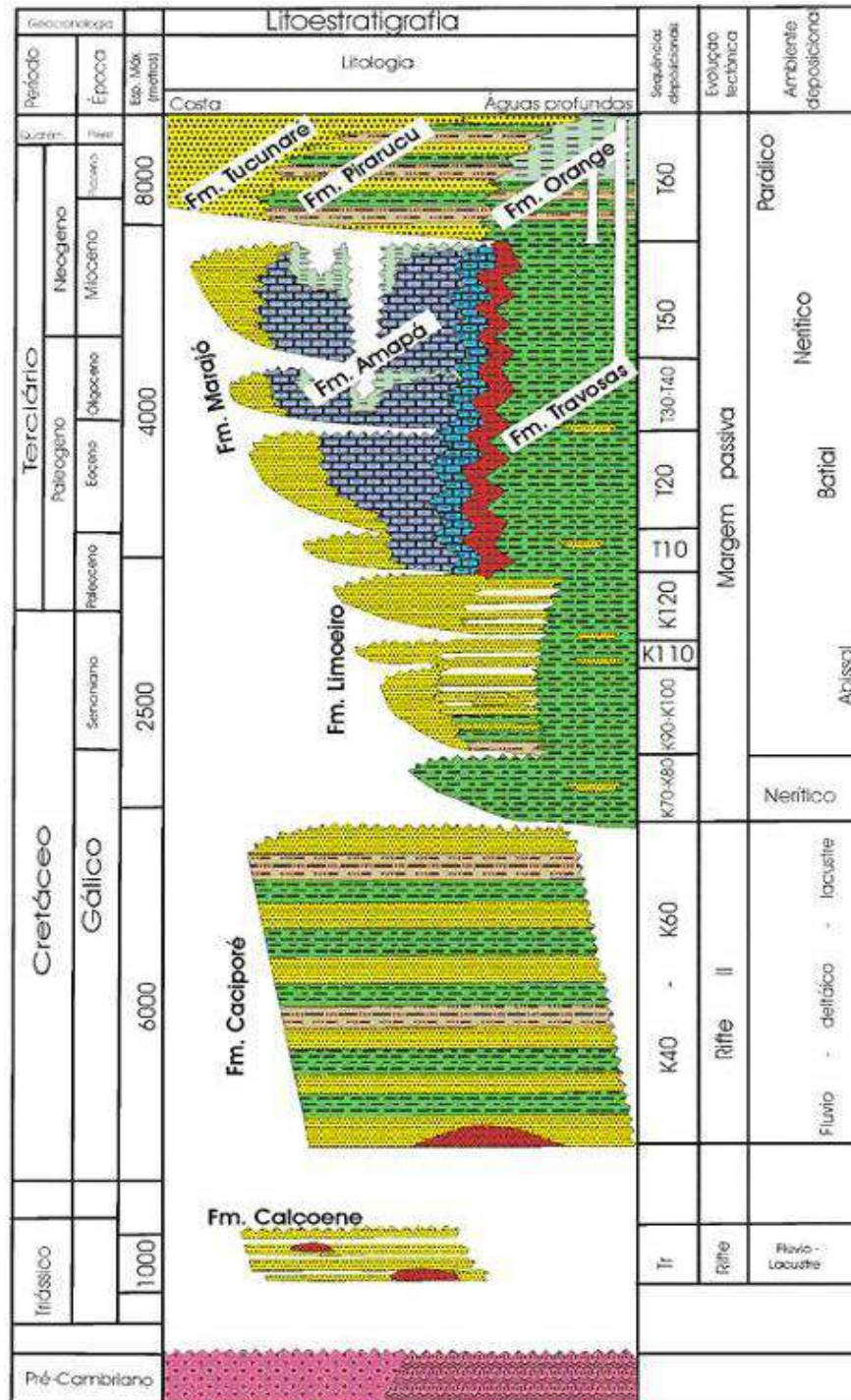


Figura 04: Carta Estratigráfica da Bacia Sedimentar da Foz do Amazonas (Fonte: Brandão & Feijó, 1994).

4.4 Sistemas Petrolíferos

Sistemas Petrolíferos compreendem a existência e o funcionamento síncronos de quatro elementos básicos para sua formação que são: rochas geradoras, rochas reservatórios, camadas selantes e trapas. Além disso, dependem também de dois fenômenos geológicos importantes que são a migração e o sincronismo (Magoon & Dow, 1994).

Na Bacia da Foz do Amazonas são reconhecidos dois sistemas petrolíferos comprovados: O sistema Limoeiro-Amapá (!) e o sistema Travossas-Pirarucu (!). No primeiro sistema a rocha geradora da Formação Limoeiro de idade Albiana/Cenomaniana, suprem reservatórios terciários da Formação Amapá. No segundo, tanto a rocha geradora quanto a reservatório são de idade terciária.

4.4.1 Rochas Geradoras

O elemento mais importante e fundamental para a ocorrência de petróleo em quantidades significativas é a existência de matéria orgânica em quantidade e de qualidade adequadas quando na deposição de certas rochas sedimentares, denominadas de geradoras. Essas rochas quando submetidas a temperaturas e pressões elevadas, geram petróleo. Estas são constituídas de material detrítico de granulometria muito fina, tais como os folhelhos, por exemplo.

Na Bacia da Foz do Amazonas, as principais formações potencialmente geradoras de petróleo são as seguintes:

1. Formação Limoeiro (folhelhos marinhos): Cretáceo Superior, COT (%) entre - 1%-5%
2. Formação Limoeiro (folhelhos marinhos): Albiano, COT (%) entre - 1%-5%
3. Formação Travossas (folhelhos marinhos) : Eoceno, COT (%) entre - 4,5%.

A formação Caciporé também pode ser considerada como uma potencialmente geradora já que em algumas seções esta apresenta um potencial gerador de 6Kg HC/ tonelada em média.

4.4.2 Migração

Depois de gerado, o petróleo passa a ocupar um volume maior tornando assim a rocha geradora saturada no mesmo. A pressão exercida pelos hidrocarbonetos causa um intenso fraturamento da rocha geradora permitindo assim a movimentação dos fluidos para zonas de pressões mais baixas. O processo de deslocamento dos hidrocarbonetos é conhecido como migração.

A migração para os reservatórios do Grupo Pará e para as formações Amapá e Travosas pode se dar através dos planos de falhas lítricas e paredes de *canyons*. Para os potenciais reservatórios das formações Limoeiro e Caciporé, pode ocorrer tanto pelo contato direto com as rochas geradoras ou através de outros planos de falha.

4.4.3 Rochas Reservatórios

As rochas reservatório, como o próprio nome diz, são as rochas onde ocorre a acumulação de petróleo. Apresentam uma granulometria maior, fração areia a seixo, representando ambientes sedimentares mais energéticos. Esta granulometria ocasiona um aumento no espaço intergranular, que também pode ser gerado por fraturamento ou dissolução, que permite a acumulação de petróleo. Como exemplo de rochas reservatórios podemos citar os arenitos, os conglomerados e os calcarenitos. Porém qualquer rocha que contenha espaço intergranular pode ser um reservatório.

As prováveis rochas reservatório da Bacia da Foz do Amazonas são as seguintes:

1. Arenitos eólicos da Formação Calçoene;
2. Arenitos porosos fluvio deltaicos da Formação Caciporé;
3. Arenitos deltaicos e turbidíticos da Formação Limoeiro;
4. Arenitos da Formação Orange;
5. Arenitos turbidíticos da Formação Travossas;
6. Calcários porosos e fraturados, calcários recifais de plataforma e depósitos de Talus, bancos carbonáticos e calco-tubiditos da Formação Amapá.

4.4.4 Selante

Quando aprisionados, os fluidos petrolíferos precisam encontrar uma situação impermeabilizante que não permita a sua saída. Esta situação impermeabilizante é chamada de rocha selante e está localizada, geralmente, acima da rocha reservatório. Rochas selantes geralmente apresentam uma granulometria fina como, por exemplo, os folhelhos, os siltitos e calcilutitos.

Os folhelhos intraformacionais constituem selos para os reservatórios da fase rifte, Formação Calçoene e Caciporé, e para turbiditos das Formações Limoeiro, Travossas e Orange. Turbiditos do Cretáceo e Terciário podem ser selados por folhelhos de águas profundas.

4.4.5 Rocha Trapa

Uma vez migrado para as regiões de mais baixa pressão, normalmente localizadas em áreas mais elevadas, estes fluidos encontram locais para a sua acumulação (reservatório). As trapas podem ser de caráter estrutural e/ou estratigráfico. Estas podem se formar associadas a domos e diápiros de folhelhos e a estruturas compressionais.

Outra possível estrutura que pode originar trapas é a estrutura em flor originada por esforços compressivos associados à falhas transformantes.

Na Foz do Amazonas, as trapas são predominantemente estruturais para os reservatórios da fase rifte, em geral nos ápices de blocos basculados fechados por falhas. Trapas estratigráficas e estruturais podem ocorrer em arenitos da Formação Limoeiro. Na área do Cone do Amazonas as trapas de caráter estrutural são mais evidentes (Guardado & Schmidt, 1999).

4.5 Histórico Exploratório na Bacia da Foz do Amazonas

As primeiras atividades exploratórias nesta bacia tiveram início em 1963, consistindo de levantamentos sísmicos, magnetométricos e gravimétricos. Após a perfuração dos primeiros poços em 1970, foram realizados novos levantamentos sísmicos que propiciaram a mais importante fase de perfuração exploratória na bacia, no período de 1973 a 1982. Encerrado este período, houve uma redução drástica no esforço de perfuração exploratória da bacia, exceto no período de 1985 a 1987 e durante o ano de 2001. Até março de 2005 foram perfurados 93 poços exploratórios, sendo 92 poços pioneiros e 1 poço de extensão (Agência Nacional do Petróleo - ANP).

Este esforço exploratório resultou na descoberta de três acumulações sub-comerciais, das quais duas são de gás e uma de óleo/gás:

Campo de Pirapema, descoberto em 1976 pelo poço 1-APS-10B, com volume original provável da ordem de 10,109 bilhões de m³ de gás.

A acumulação da área do APS-51A, identificada em 1982, com volume potencial *in place* que pode variar entre 6,89 e 11,42 bilhões de m³ de gás.

A acumulação de óleo e gás do 1-APS-21 em carbonatos da Fm Amapá, onde testes efetuados no intervalo 1153-1165m, revestido com revestimento de 13 3/8 “, recuperou gás, com vazão de 273.000 m³/dia (abertura 5/8”) e óleo, com vazão de 6,3 m³/dia, com dano.

5. MODELAMENTO GEOQUÍMICO

5.1 Introdução

O método de séries naturais permite determinar a evolução da taxa de transformação e da eficiência de expulsão com base na monitoração das variações do potencial gerador e da quantidade de petróleo medidas em amostras de uma mesma seção geradora, situadas a diferentes profundidades. De aplicação relativamente fácil, e requerendo apenas resultados de análises geoquímicas básicas, considera-se que este método deveria ser utilizado rotineiramente no estudo de sistemas petrolíferos.

Para determinar o potencial gerador e a quantidade de petróleo, emprega-se normalmente a técnica da pirólise *Rock-Eval* (Espitalié *et al.*, 1977), que simula o processo de degradação térmica do querogênio e do Carbono Orgânico Total (COT %). Submete-se pequena quantidade de amostra de rocha (em torno de 250 a 100 mg) a temperaturas de 300°C a 600°C por, aproximadamente, 25 minutos, sob atmosfera inerte (hélio), para evitar combustão da matéria orgânica. Nos primeiros oito minutos, sob temperaturas de 300°C, utiliza-se Detector de Ionização de Chama (FID) para vaporizar e quantificar os hidrocarbonetos livres na amostra de rocha.

Os principais parâmetros obtidos são os seguintes: potencial gerador de hidrocarbonetos da rocha (S_2); hidrocarbonetos livres presentes nas amostras (S_1), que fornecem quantidade de hidrocarbonetos gerados pela rocha e que não sofreram migração. Altos valores indicam a presença de contaminação ou de micro reservatório; Índices de Hidrogênio (IH) e Oxigênio (IO), que podem ser comparados às razões atômicas H/C e O/C, respectivamente (obtidas por análise elementar).

Diferentes tipos de querogênios podem ser caracterizados pelos índices de H e O. Por exemplo, querogênios ricos em matéria sapropélica (tipo I) exibem tanto razão H/C quanto IH elevados, assim como baixos valores para a razão O/C e IO, sendo favoráveis à geração de óleo; amostras ricas em matéria orgânica húmica possuem baixa razão H/C e IH, enquanto a razão O/C e IO são elevados (tipo III), sendo favorável à geração de gás. Entre estes dois extremos situa-se a matéria orgânica do tipo algal marinha (tipo II), além de grãos de pólen, esporos e cutículas de vegetais superiores, adequada à geração de óleo e gás. Os índices de hidrogênio e oxigênio

também indicam os estágios avançados de maturação, caracterizados por valores próximos a zero.

5.2 Pirólise de *Rock-Eval* e Porcentagem de COT

5.2.1 Pirólise *Rock-Eval*

Esta técnica consiste na simulação laboratorial do processo natural de geração de hidrocarbonetos, envolvendo temperaturas experimentais consideravelmente superiores do que aquelas normalmente registradas em subsuperfície, tornando possível, desta maneira, a ocorrência das reações termoquímicas num curto espaço de tempo.

Os resultados da pirólise *Rock-Eval* são registrados através de três picos característicos. O primeiro deles P_1 , com uma área correspondente S_1 , está relacionado aos hidrocarbonetos presentes nos sedimentos e que poderiam ser extraídos normalmente por solventes orgânicos; o segundo pico P_2 , com uma área correspondente S_2 , corresponde aos hidrocarbonetos liberados pelo craqueamento térmico do querogênio e o terceiro pico P_3 , correspondente a uma área S_3 , se relaciona ao dióxido de carbono (CO_2) liberado durante a pirólise do querogênio.

O parâmetro de maturação $T_{máx.}$ (temperatura máxima pirólise), em °C, corresponde ao máximo de geração de hidrocarbonetos durante a pirólise, medido no pico S_2 . pode ser usada como uma estimativa de evolução térmica da bacia. Corresponde ao máximo de geração de hidrocarbonetos durante a pirólise.

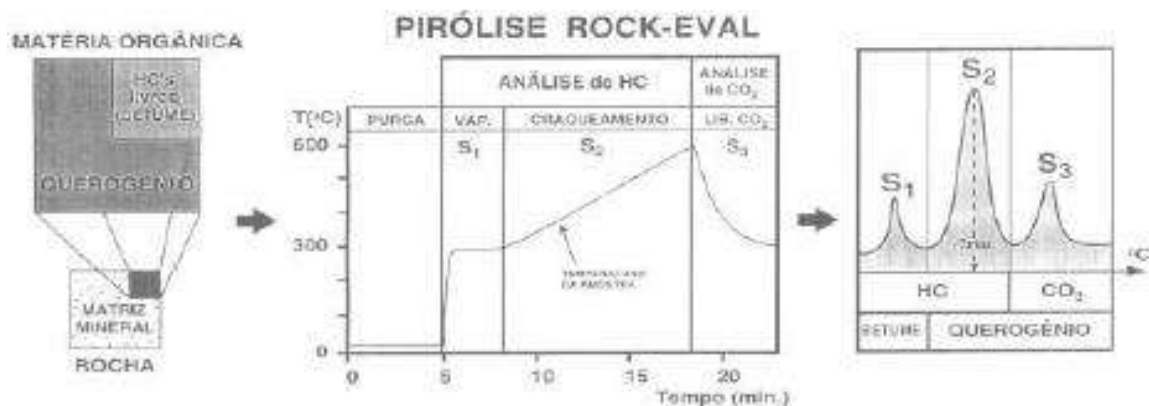


Figura 05: Representação esquemática do ciclo de análise e do resultado da Pirólise *Rock-Eval* (Gonçalves *et al.*, 1997).

A partir dos resultados obtidos através da análise de Pirólise *Rock-Eval*, podemos determinar os seguintes parâmetros:

1. Razão de transformação ($S_1/S_1 + S_2$), ou Índice de Produtividade (IP), é uma indicação da quantidade relativa de hidrocarbonetos livres presentes na amostra.
2. Razão (S_2/COT), ou Índice de Hidrogênio (IH), indicativo da razão entre os hidrocarbonetos liberados no segundo estágio de craqueamento da pirólise e o conteúdo de Carbono Orgânico Total.
3. Razão (S_3/COT), ou Índice de Oxigênio (IO), indicativo da razão entre o dióxido de carbono (CO_2) e o conteúdo de Carbono Orgânico Total.
4. Potencial de geração ($S_1 + S_2$), ou PG, indica a soma dos valores dos hidrocarbonetos presentes nos sedimentos e que poderiam ser extraídos normalmente por solventes orgânicos com os hidrocarbonetos liberados pelo craqueamento térmico do querogênio.

5.2.2 Carbono Orgânico Total- COT

A quantidade de matéria orgânica presente em um sedimento é usualmente expressa através do conteúdo de Carbono Orgânico Total, o qual inclui tanto a matéria orgânica insolúvel (querogênio) como a matéria orgânica solúvel (betume), sendo esta última, aproximadamente, 0,1% a 0,2% do conteúdo de carbono orgânico total (Tissot & Welte, 1984).

Uma quantidade mínima de matéria orgânica concentrada é necessária para se considerar uma rocha como sendo potencialmente geradora de hidrocarbonetos. Para folhelhos este é usualmente de 0,5% COT (Tissot & Welte, 1984; Peters, 1986, Bordenave & Espitalié, 1993). Este mínimo é também afetado pelo tipo de querogênio. Calcula-se que para produzir hidrocarbonetos suficientes para preencher 25% dos espaços porosos em uma argila illítica requer 0,6% COT para o querogênio do Tipo I, 1,0% para o Tipo II e 2,5% para o Tipo III (Bordenave & Espitalié, 1993).

A abundância de matéria orgânica em sedimentos é usualmente expressa como a percentagem em peso relativo de carbono orgânico (Jarvie, 1991). Contudo, o querogênio inclui também quantidades significantes de outros elementos, especialmente Hidrogênio (3-10%), Oxigênio (3-20%), Nitrogênio (0-4%) e Enxofre (0-4%). A proporção desses elementos não é constante, mas dependem da fonte, estado de preservação, idade, e maturação da matéria orgânica.

O conteúdo de matéria orgânico sedimentar pode ser derivado da seguinte equação se o conteúdo de carbono orgânico do querogênio for conhecido (Littke, 1993):

$$\text{M.O. \% peso} = \text{COT} \times 100 / \% \text{ carb. Contido no querogênio}$$

Em sedimentos imaturos (excetuando carvão) o conteúdo de querogênio (matéria orgânica) é geralmente equivalente ao COT multiplicado por 1,25 a 1,48, dependendo do tipo de querogênio (Tissot & Welte, 1984). Para sedimentos imaturos, o querogênio Tipo I (algal) tem cerca de 80% de carbono, o querogênio Tipo II tem aproximadamente 64-70% de carbono e o Tipo III imaturo lenhoso tem por volta de 56% de carbono. (Bordenave & Espitalié, 1993). O alto conteúdo de carbono do querogênio

Tipo I pode parecer anômalo, mas este tipo de querogênio tem cinco a seis vezes menos oxigênio que o Tipo III, e assim um conteúdo mais elevado de carbono.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Antes de começarmos a discutir os resultados obtidos cabe aqui ressaltar com relação aos valores de Índice de Produção (IP). Os gráficos que os representam apresentam esta variação de 0 até 1 somente por efeito de visualização gráfica já que os valores corretos na ultrapassam 0,70 para a formação Amapá e 0,55 para as formações Caciporé e Limoeiro.

Outro parâmetro que merece destaque é a temperatura máxima ($T_{m\acute{a}x}$). Nas três formações geradoras estudadas estes valores não ultrapassaram a temperatura máxima de 440°C salvo em alguns casos ou seja, as três formações geradoras podem ser classificadas como sendo termicamente imaturas.

Todos os valores de temperatura e suas respectivas localizações serão discutidos separadamente em cada formação, assim como também serão apresentados os respectivos gráficos de temperatura máxima para cada uma das formações.

6.1 Formação Caciporé

6.1.1 Mapa de Isópacas

Saber a espessura da formação facilita o entendimento do processo evolutivo dos fatores que influenciam a geoquímica. Se a espessura for considerada pequena para a quantidade de COT encontrado, então, pode-se dizer que ocorreu algum processo anômalo de deposição de material orgânico. Caso a espessura naquele ponto seja considerada acima da média, os altos valores de COT podem ser justificados por haver uma maior área de acumulação de material orgânico.

Na parte noroeste da formação é onde encontramos as maiores espessuras, ou seja é nesta área que existe uma maior probabilidade de acumulação de matéria orgânica. Entretanto podemos destacar também a região sul da bacia que apresenta valores intermediários de espessura e abrange uma área extensa (Figura 06).

6.1.2 Mapa de Concentração de Carbono Orgânico Total (%)

O teor de carbono orgânico (%COT) refere-se à quantidade de matéria orgânica presente na rocha sedimentar. Por sua vez, este é o resultado final da interação de fatores como a quantidade de biomassa (autóctone e/ou alóctone) disponível para acumulação, a taxa de sedimentação no sítio deposicional, e o grau de preservação da biomassa durante a deposição e a diagênese precoce (Tissot e Welte, 1984)

Com base nos valores apresentados para COT entre 0,5 e 2,30 (Figura 07) e nos valores aceitos para COT, acima de 1%, para considerarmos uma rocha potencialmente geradora, podemos dizer que na Formação Caciporé as melhores rochas potencialmente geradoras se encontram na parte norte da bacia.

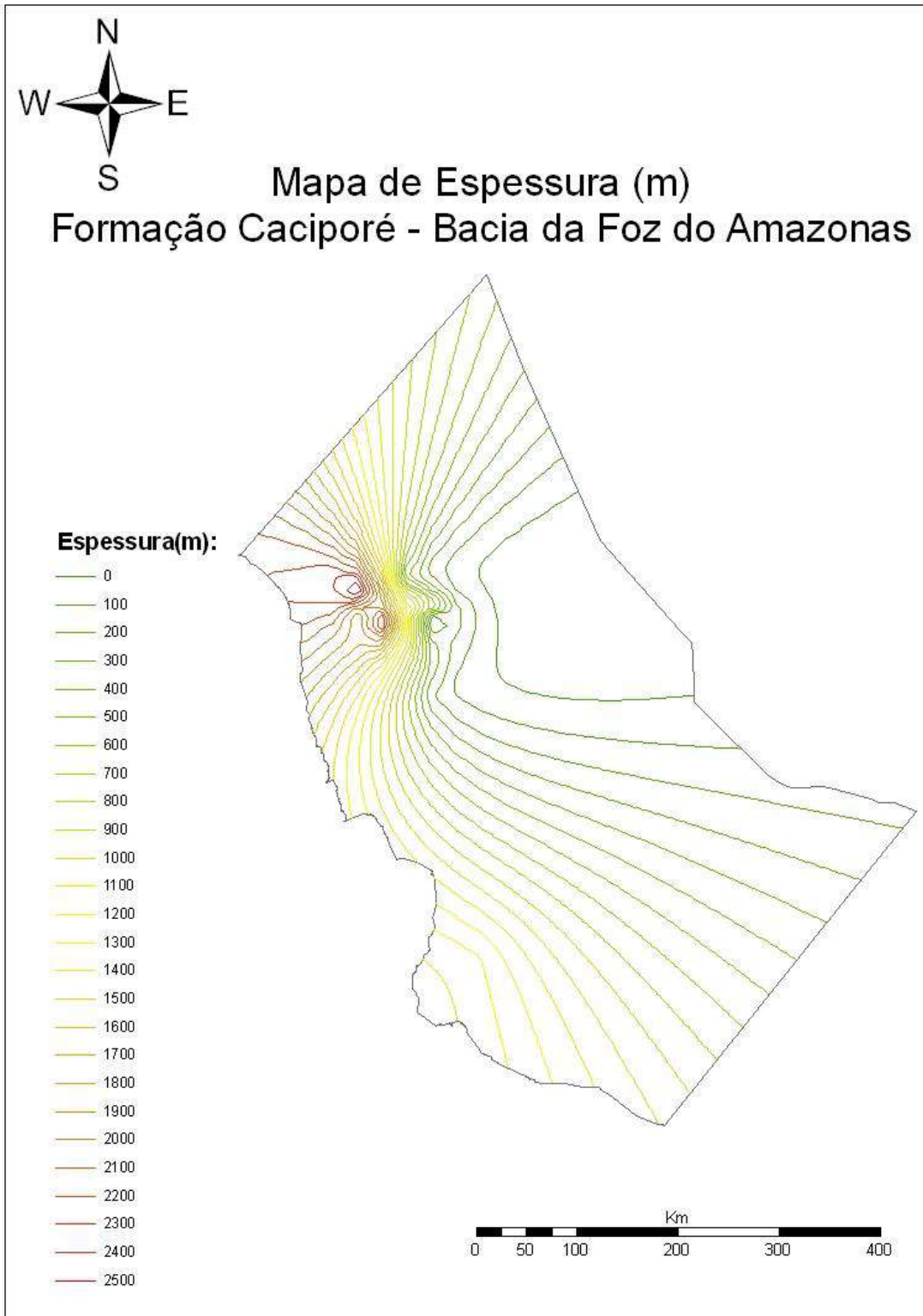


Figura 06: Mapa de Espessura da Fm.Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

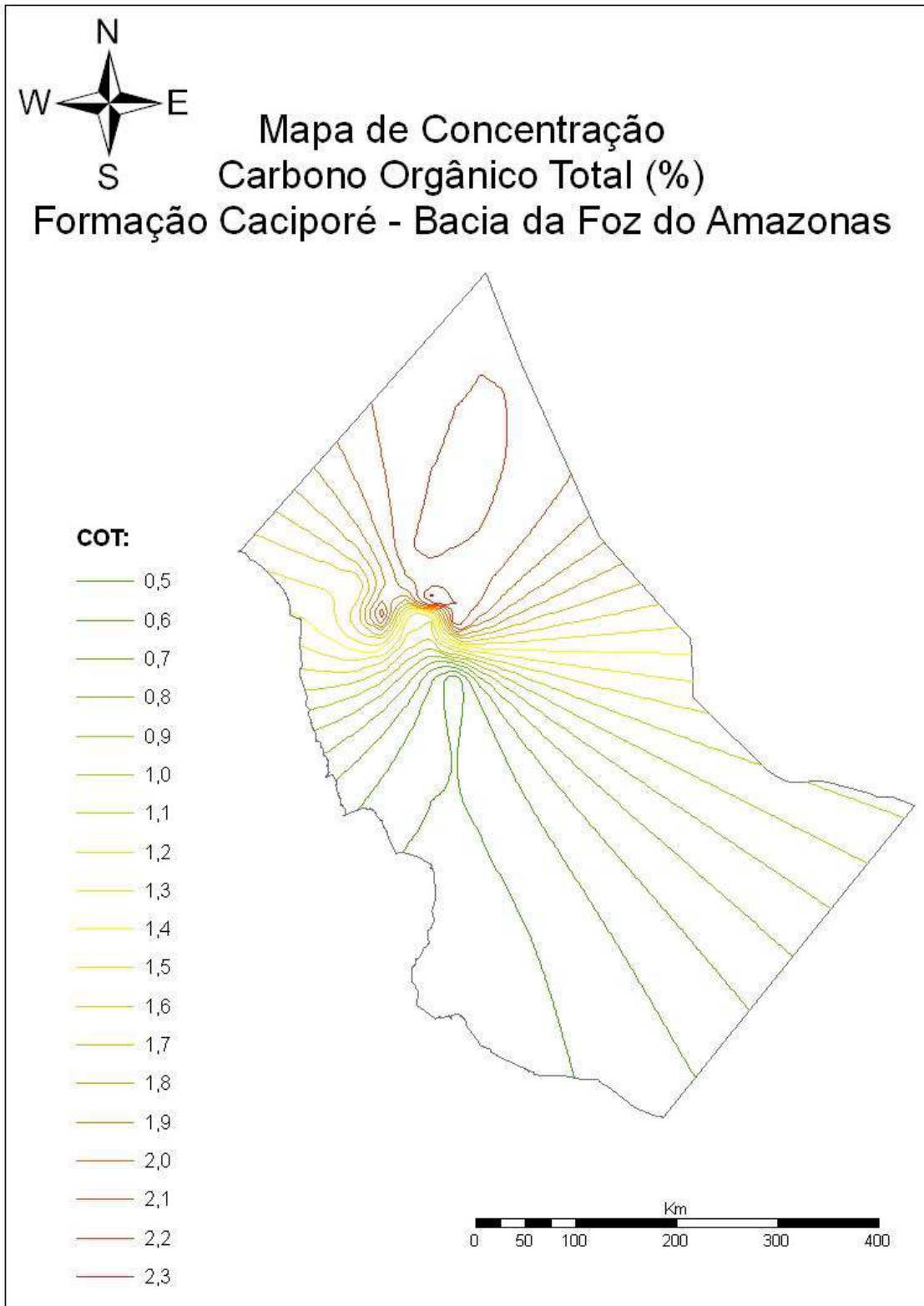


Figura 07: Mapa de Concentração de COT da Fm.Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

6.1.3 Mapa de Concentração de S₁

Os valores de S₁ correspondem à quantidade (mgHC/g de Rocha) de hidrocarbonetos livres (betume), que não tenha sofrido migração e que podem ser extraídos normalmente por solventes orgânicos (Espitalié *et al.*, 1985).

Nesta formação os maiores valores para S₁ estão na parte central com valores variando entre 0,50 a 0,70 mgHC/g de Rocha é também na parte central que encontramos uma região secundária onde os valores variam entre 0,25 a 0,45 mgHC/g de Rocha (Figura 08).

6.1.4 Mapa de Concentração de S₂

Os valores de S₂ correspondem à quantidade de hidrocarbonetos (mgHC/g de Rocha) que a rocha analisada teria condição de produzir caso o processo de maturação tivesse continuado, (Espitalié *et al.*, 1985).

Uma análise feita nos mapas de concentração de S₂ referentes à Formação Caciporé, nos permite verificar que esta apresenta um potencial de geração que varia de baixo a bom, tendo os valores mais elevados concentrados na parte norte variando entre 3,00 a 7,50 mgHC/gRocha (Figura 09).

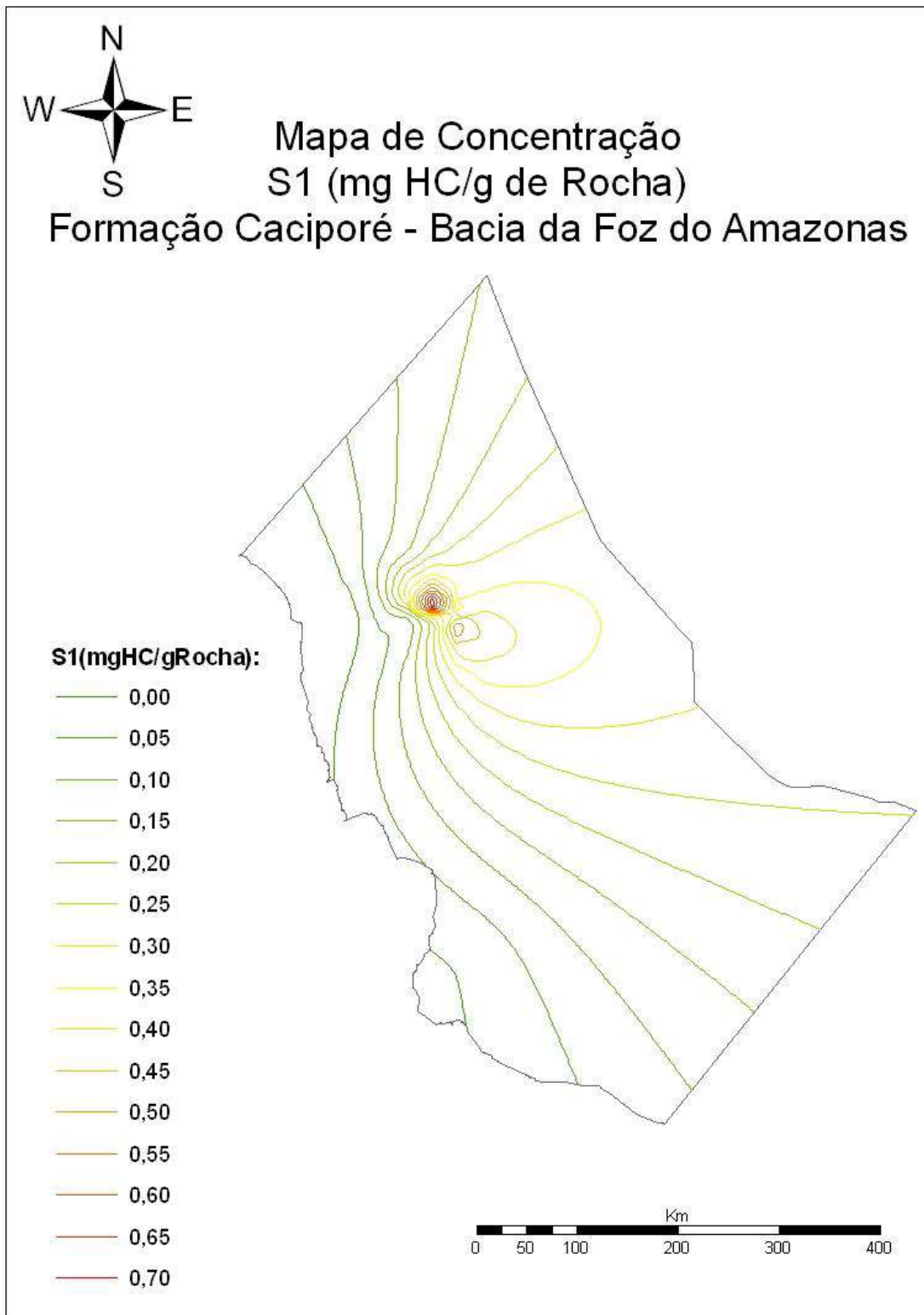


Figura 08: Mapa de concentração de S₁ da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

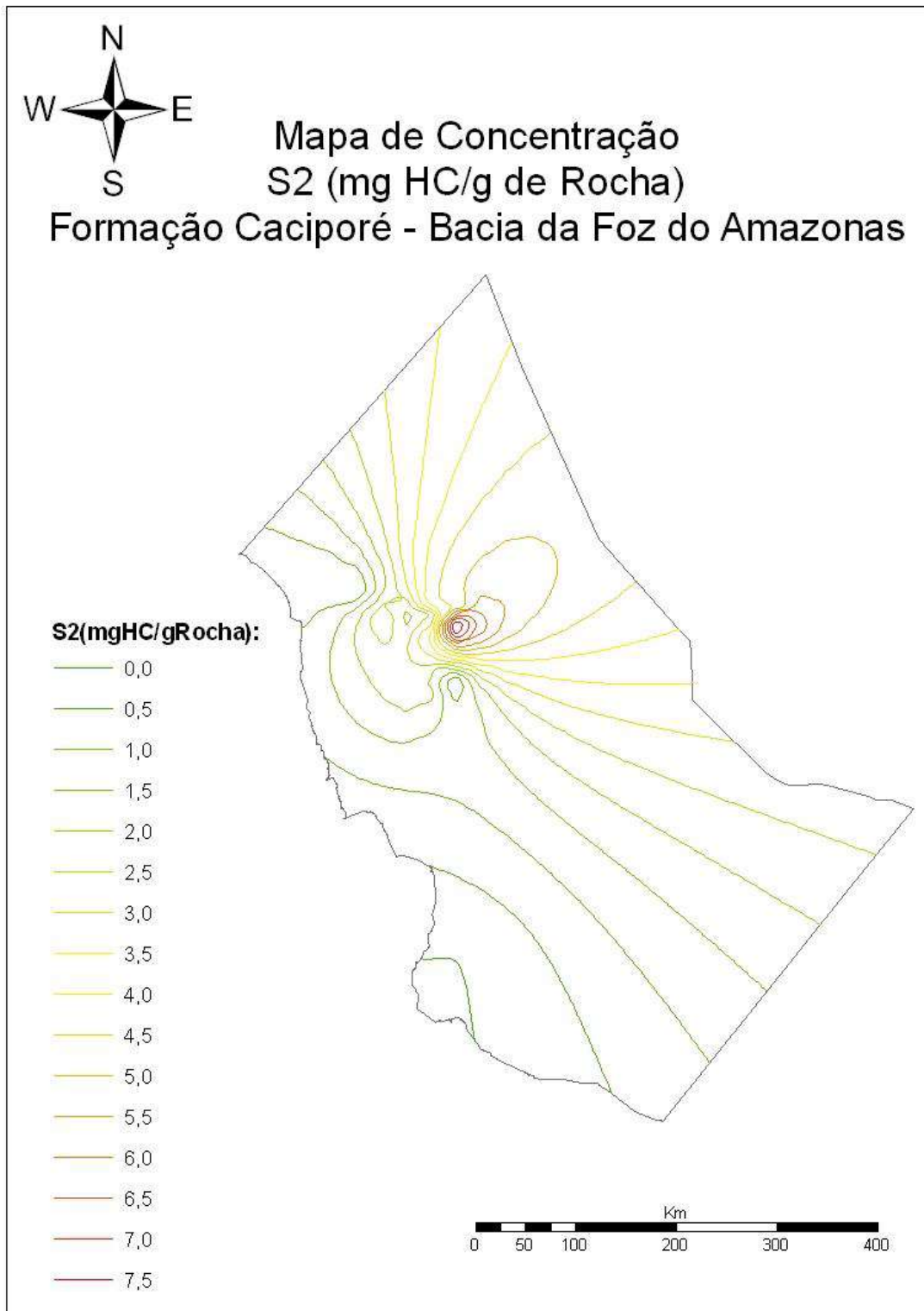


Figura 09: Mapa de concentração de S₂ da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

6.1.5 Mapa de Concentração de Potencial de Geração

A quantidade de hidrocarbonetos livres (S_1) somado a quantidade de hidrocarbonetos que a rocha poderia gerar, caso o processo de maturação tivesse continuado (S_2), corresponde ao potencial de geração da rocha (S_1+S_2) cuja unidade é dada em mgHC/g de Rocha. Devido a esse somatório, é possível estabelecer uma relação entre o mapa de concentração para S_1+S_2 e o mapa de concentração para S_1 e/ou S_2 . Quando essa comparação é feita pode-se observar uma grande semelhança entre os mapas de S_1+S_2 e S_2 , no qual as isolinhas seguem um mesmo padrão e apresentam os mesmos pontos de concentração. Isso é justificado pelos valores reais de S_1 serem muito inferiores aos valores reais de S_2 , influenciando pouquíssimo no potencial de geração da formação e fazendo com que os valores de S_2 e de S_1+S_2 estejam muito próximos. Sendo assim, os mapas de S_1+S_2 e S_2 , são relativamente semelhantes.

Na parte central da formação encontramos uma região principal onde temos uma variação de 3,50 a 7,00 que indicam os melhores valores de potencial de geração (figura 10).

6.1.6 Mapa de Concentração de Índice de Produção

Os valores de S_1/S_1+S_2 (denominada Índice de Produção ou IP) indicam o avanço do processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora, em outras palavras, significa uma progressiva redução do potencial de geração (S_1+S_2) acompanhada por um aumento progressivo da quantidade de hidrocarbonetos livres (S_1), (Espitalié *et al.*,1985).

A Formação Caciporé apresenta em sua porção oeste os maiores índices de produção (IP próximos a 0,55), o que significa dizer que é na parte oeste da bacia que o processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora estão mais avançados. Porém na parte norte, tem-se a existência de uma região secundária onde os valores de índice de produção se aproximam de 0,45(Figura 11).

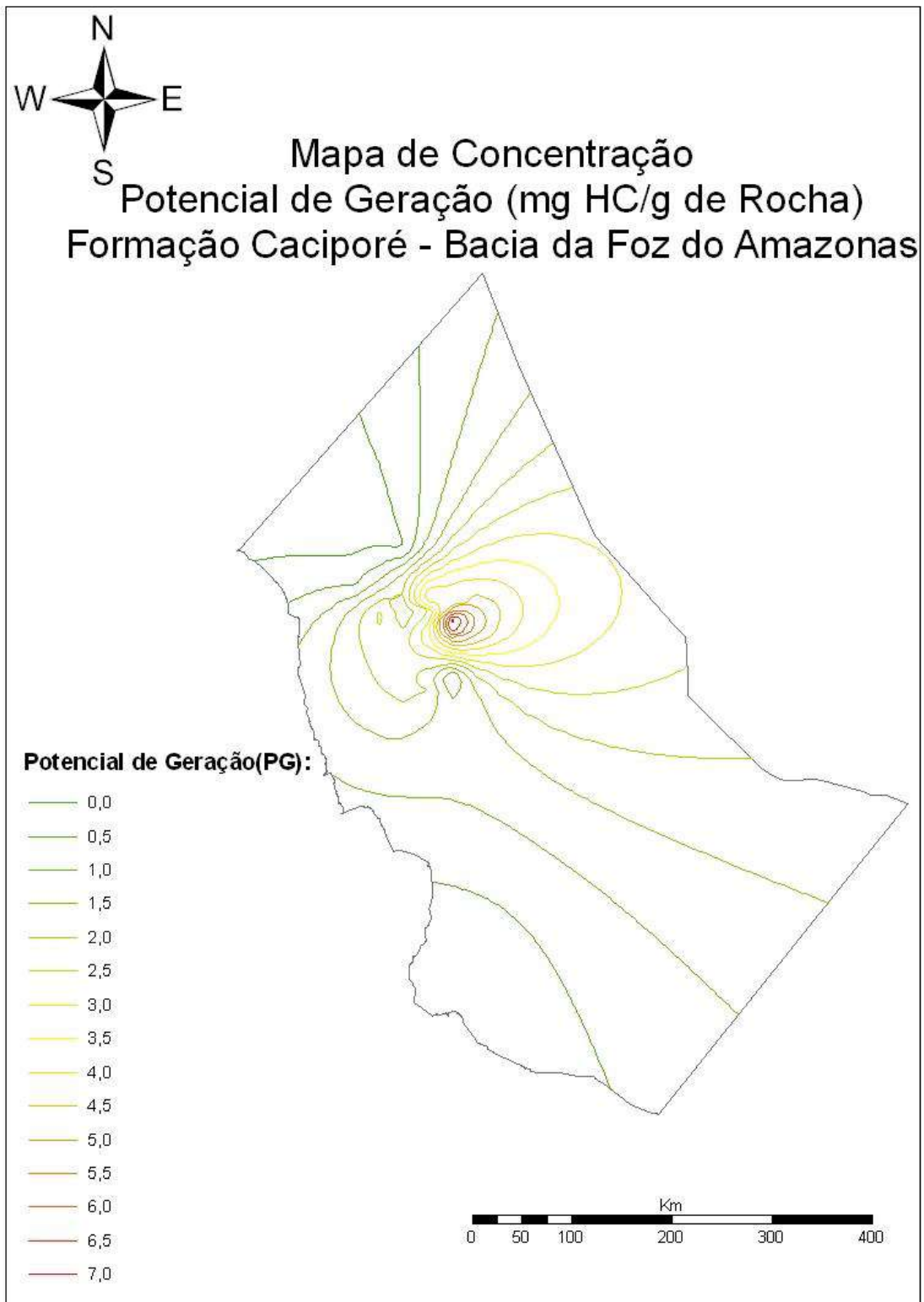


Figura 10: Mapa de concentração de Potencial de Geração da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

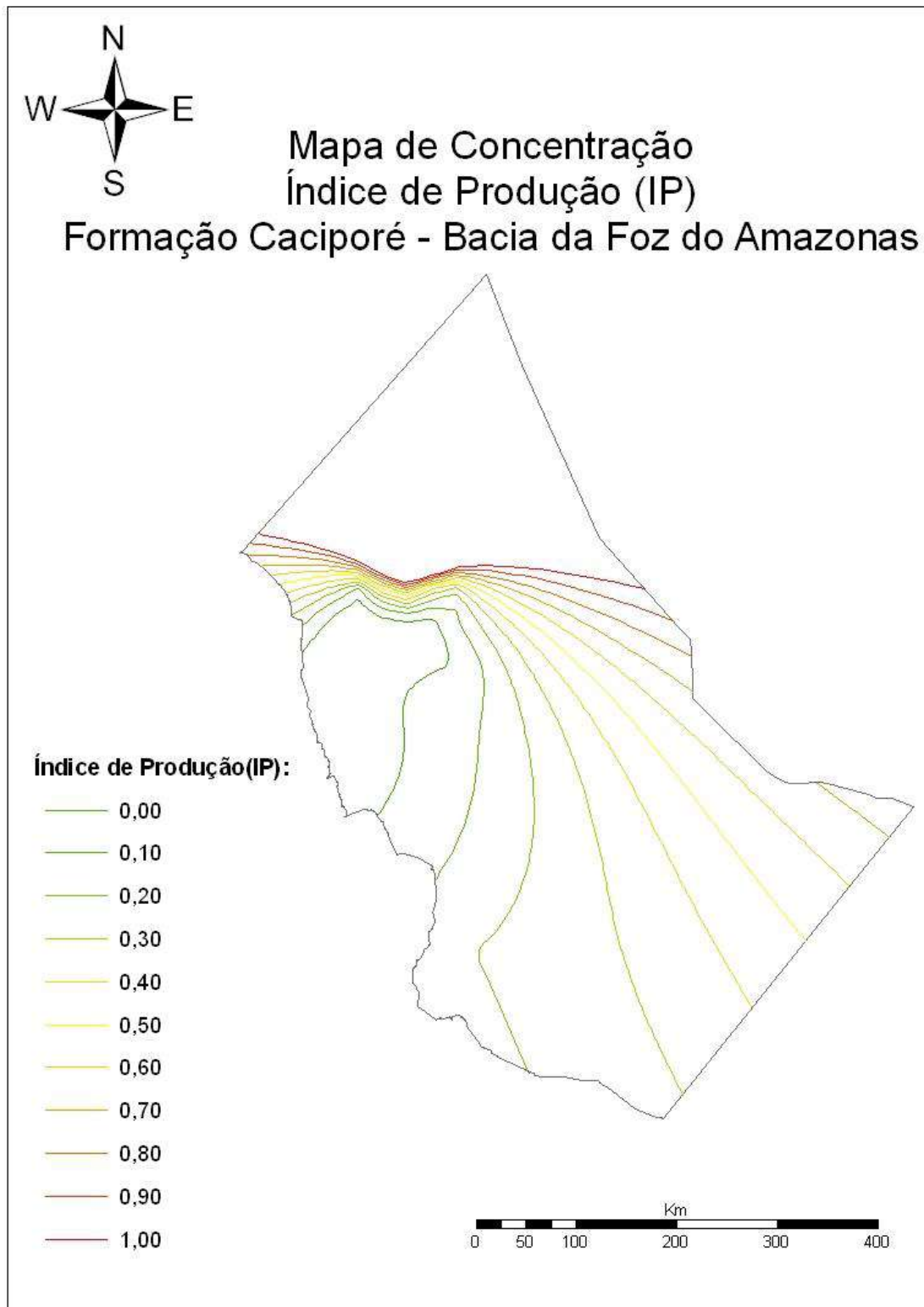


Figura 11: Mapa de concentração de Índice de Produção da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

6.1.7 Mapa de Concentração de Índice de Hidrogênio

Os valores do Índice de Hidrogênio (IH) são calculados através da razão S_2/COT e expresso em mgHC/g COT, isso se deve ao fato dos valores de S_2 refletirem a quantidade de hidrogênio presente na matéria orgânica, (Espitalié *et al.*,1985). É importante destacar que quanto maior o valor de IH torna-se mais favorável a existência de óleo.

O índice de Hidrogênio (IH – mgHC/gCOT), mostra que a Formação Caciporé possui um potencial gerador para gás na parte oeste, por apresentar valores de IH inferiores a 200 mgHC/gCOT e na parte central encontramos um potencial para condensado pois os valores ali encontrados passam de 200 mgHC/gCOT chegando a valores próximos de 300 mgHC/gCOT .(Figura 12).

6.1.8 Mapa de Concentração de Índice de Oxigênio

Os valores do Índice de Oxigênio (IO) são calculados pela razão S_3/COT e expresso em mgCO₂/g COT, isso se deve ao fato dos valores de S_3 refletirem a quantidade de oxigênio presente na matéria orgânica, (Espitalié *et al.*,1985).

Os maiores valores para IO estão presente na parte sul da bacia com valores variando de 90 a 110 mgCO₂/g COT (Figura 13).

6.1.9 Mapa de Concentração da Temperatura Máxima

A temperatura (em °C) na qual ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos pelo craqueamento do querogênio é denominada de Tmax e corresponde ao grau de evolução térmica da matéria orgânica, sendo utilizado como parâmetro de maturação, (ESPITALIÉ *et al.*,1985).

Os maiores valores de temperatura estão localizados na região oeste da bacia porém estes não ultrapassam 440°C com exceção de duas isolinhas que possuem valores de 441°C e 442°C respectivamente. Estas também estão localizadas na região oeste da bacia. Sendo assim podemos classificar esta bacia como sendo termicamente imatura (Figura 14).

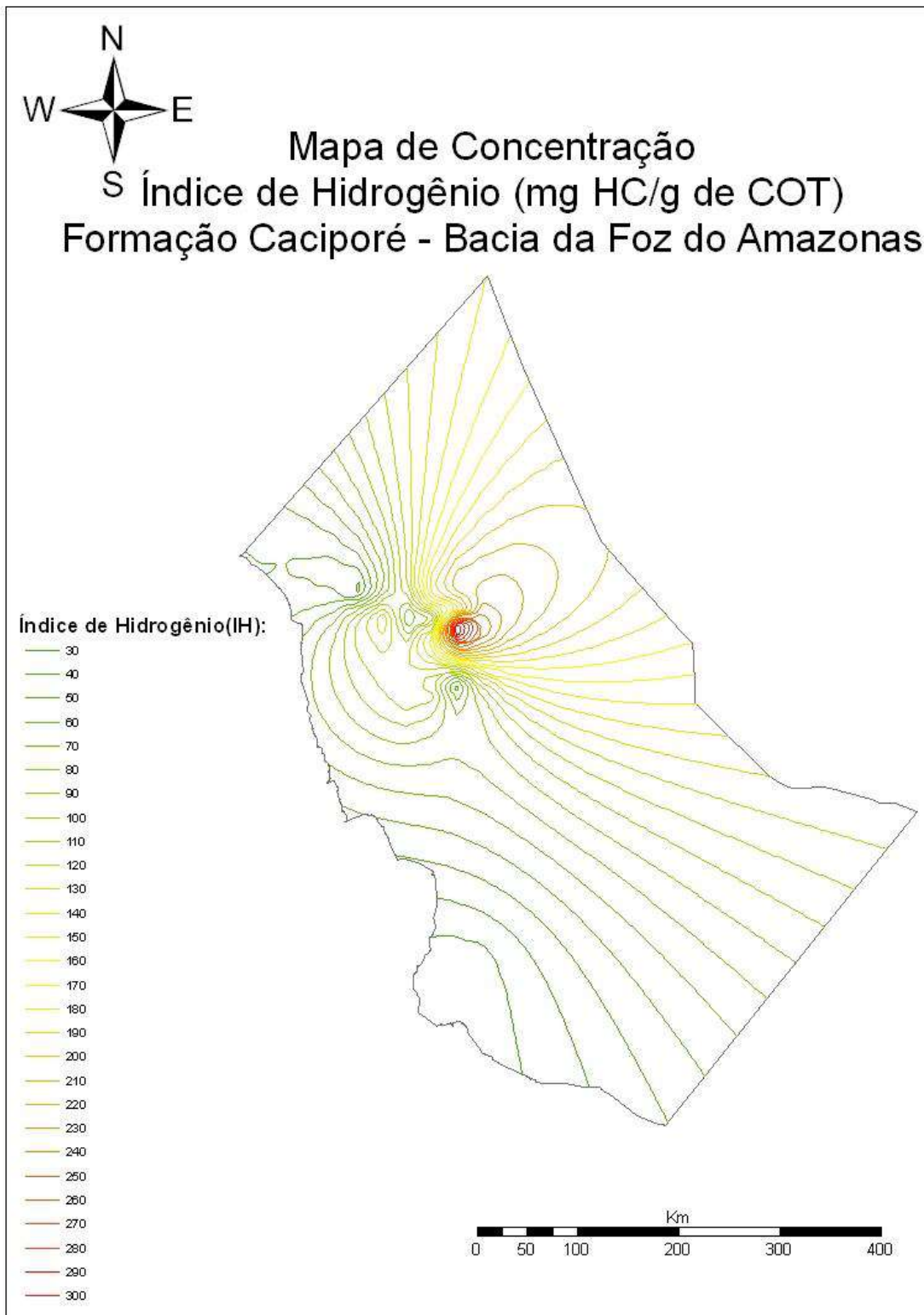


Figura 12: Mapa de concentração de Índice de Hidrogênio da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

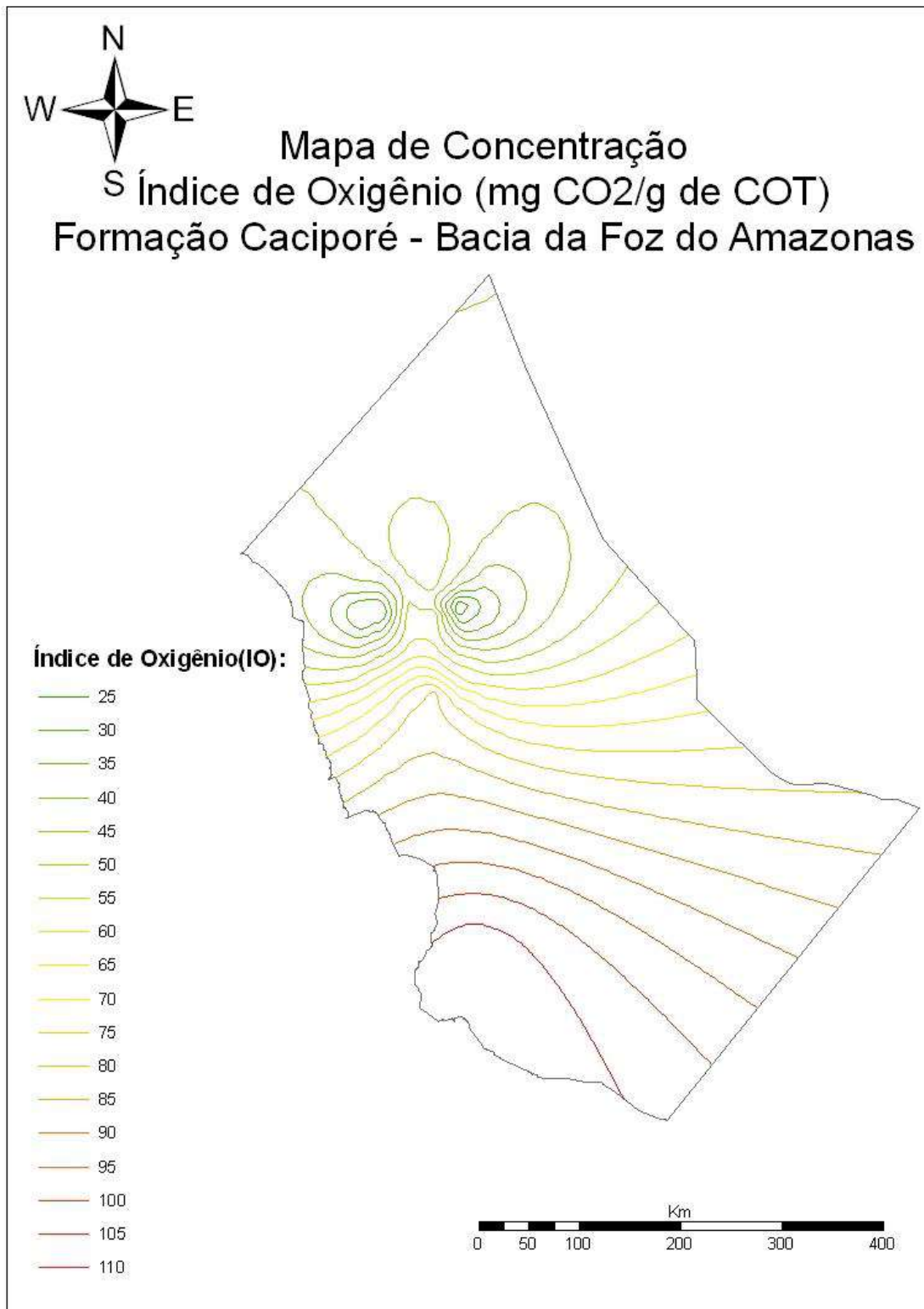


Figura 13: Mapa de concentração de Índice de Oxigênio da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

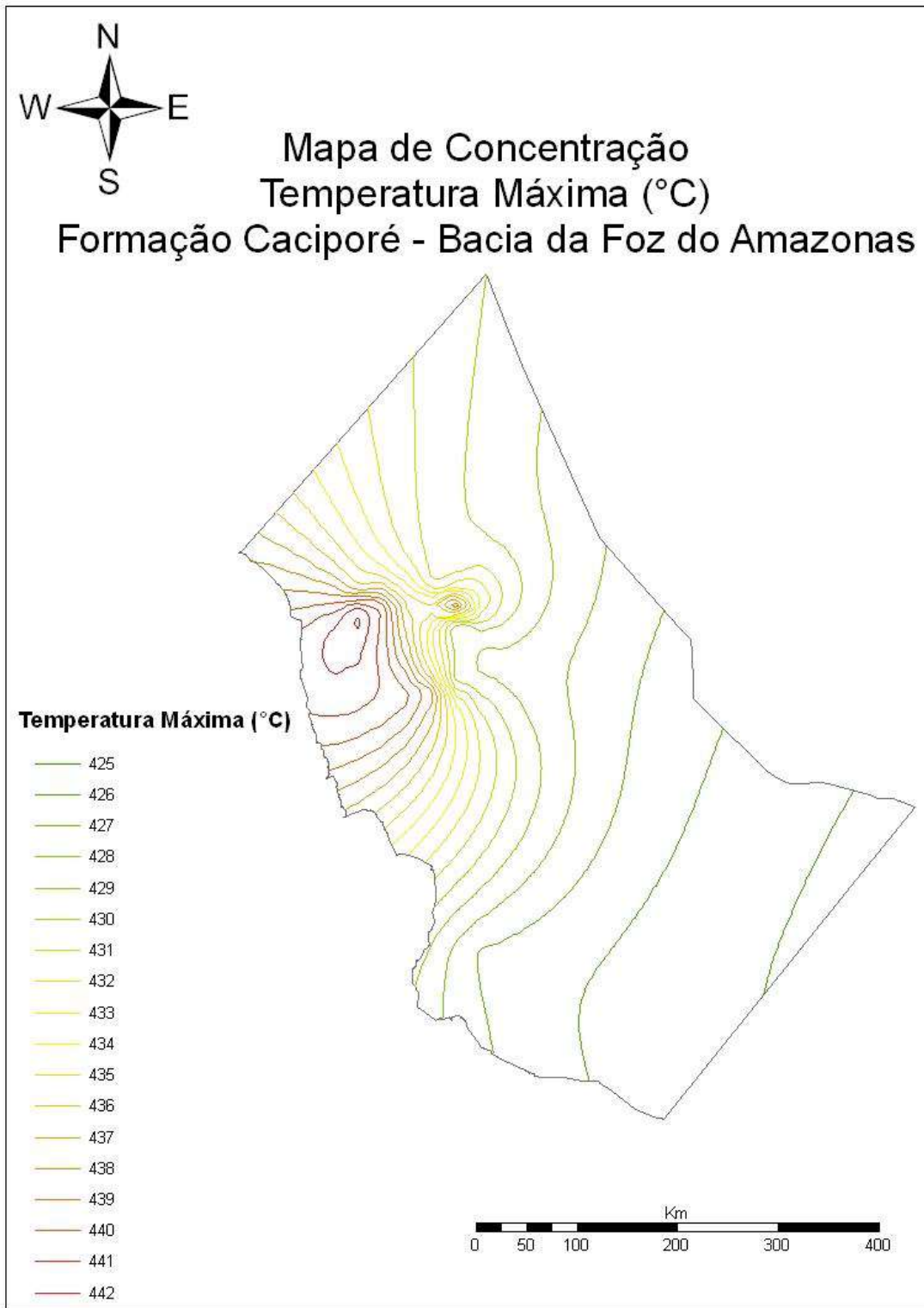


Figura 14: Mapa de concentração da temperatura máxima da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

6.1.10 Resultados e Discussões da Formação Caciporé

Com base nos valores apresentados para COT entre 0,5 e 2,3 e nos valores aceitos de COT, acima de 1%, para considerarmos uma rocha potencialmente geradora podemos dizer que na Formação Caciporé, as melhores rochas potencialmente geradoras se encontram na parte norte da formação.

Diferente das outras duas formações, a Formação Caciporé não apresenta os maiores valores de COT na mesma região onde temos as maiores espessuras localizadas região noroeste da formação, pelo contrário os maiores valores estão nas menores espessuras o que significa dizer que ocorreu um provável processo de acumulação anômala de matéria orgânica para esta formação.

Uma análise feita nos mapas de isópacas referentes à Formação Caciporé, nos permite verificar que esta apresenta um potencial de geração que varia de baixo a bom já que os valores apresentados para S_2 encontram-se entre o intervalo de valores que varia de 0,05 a 7,0 mgHC/gRocha. O índice de Hidrogênio (IH – mgHC/gCOT), mostra que a Formação Caciporé possui um potencial gerador para gás na parte oeste, por apresentar valores de IH inferiores a 200 mgHC/gCOT e na parte central encontramos um potencial para condensado pois os valores ali encontrados passam de 200 mgHC/gCOT chegando a valores próximos de 300 mgHC/gCOT

A Formação Caciporé apresenta em sua porção norte os maiores índices de produção (IP próximos a 0,20) o que significa dizer que é na parte norte da bacia que o processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora estão mais avançados. Enquanto que na parte central encontramos os melhores valores de potencial de geração (PG próximo a 7,0) e também é onde encontramos as maiores quantidades de hidrocarbonetos livres (S_1 - betume) que podem ser extraídos por solventes orgânicos.

Os maiores valores de temperatura estão localizados na região oeste da bacia porém estes não ultrapassam 440°C com exceção de duas isolinhas que apresentam valores de 441°C e 442°C também localizadas na região oeste da bacia.

E por fim, a integração entre os dados de IH e IO, Índice de Oxigênio, podemos identificar o tipo de querogênio presente. Segundo (Tissot & Welte, 1984) pode-se

dizer, que o querogênio predominante nesta formação é o tipo III de origem essencialmente terrestre.

6.2 Formação Limoeiro

6.2.1 Mapa de Isópacas

Na parte noroeste da bacia é onde encontramos as maiores espessuras, ou seja, é nesta área que existe uma maior probabilidade de acumulação de matéria orgânica. Entretanto podemos destacar também a região sul da bacia que apresenta valores intermediários de espessura (Figura 15).

6.2.2 Mapa de Concentração de Carbono Orgânico Total (%)

Com base nos valores apresentados para COT entre 0,2 e 2,10 (Figura 16) e nos valores aceitos para COT, acima de 1%, para considerarmos uma rocha potencialmente geradora, podemos dizer que na Formação Limoeiro as melhores rochas potencialmente geradoras se encontram na parte noroeste da bacia.

6.2.3 Mapa de Concentração de S₁

Nesta formação os maiores valores para S₁ estão na parte central, abrangendo uma área bem extensa da mesma e variando nesta área entre os valores de 0,80 a 2,00 mgHC/g de Rocha (Figura 17).

6.2.4 Mapa de Concentração de S₂

Uma análise feita nos mapas de concentração de S₂ referentes à Formação Limoeiro, nos permite verificar que esta apresenta um potencial de geração baixo concentrado na parte oeste da bacia com valores variando entre 1,30 a 1,70 mgHC/gRocha e moderado, na parte central da bacia com valores variando entre 1,90 a 2,90 mgHC/gRocha (Figura 18).

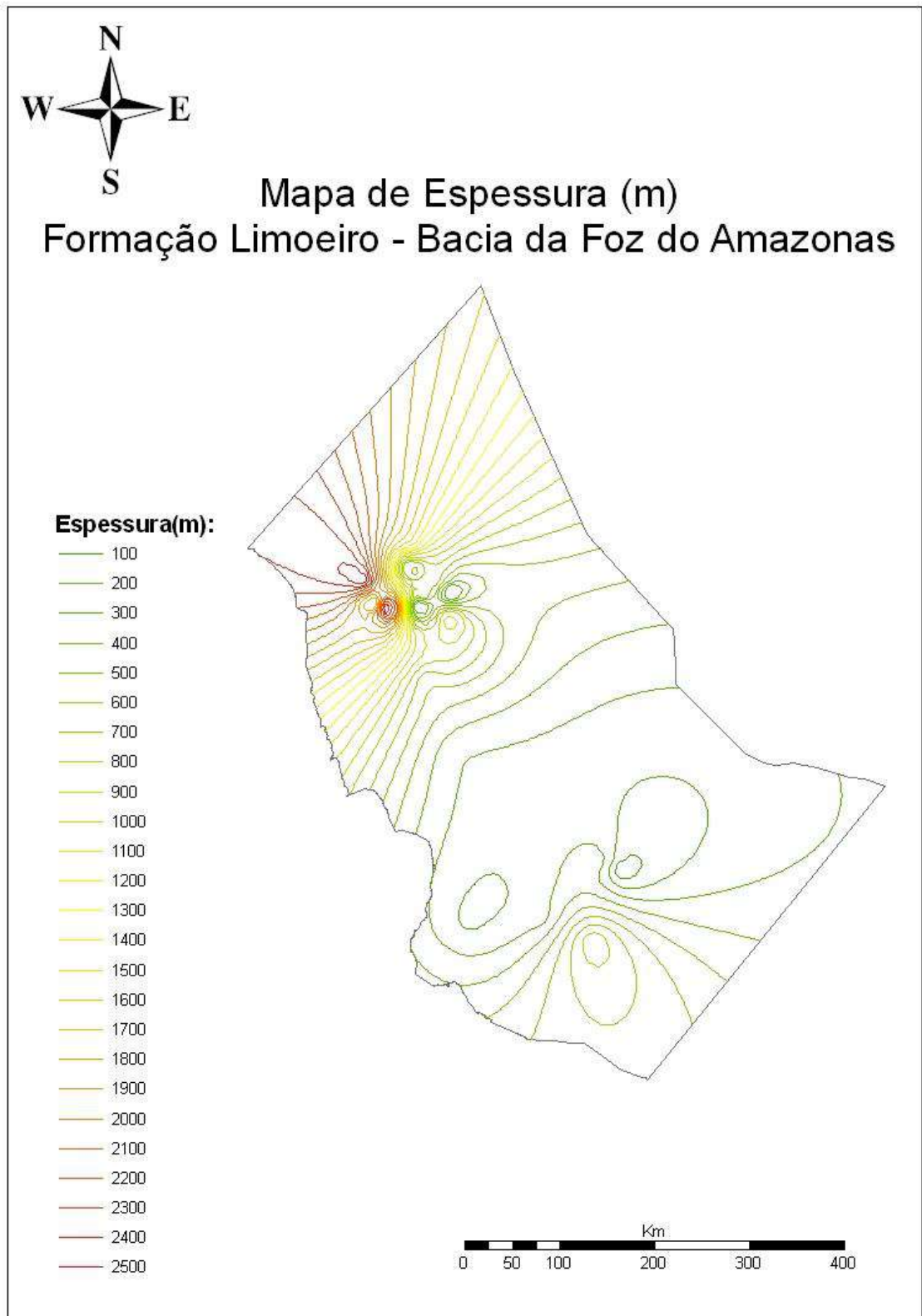


Figura 15: Mapa de Espessura da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

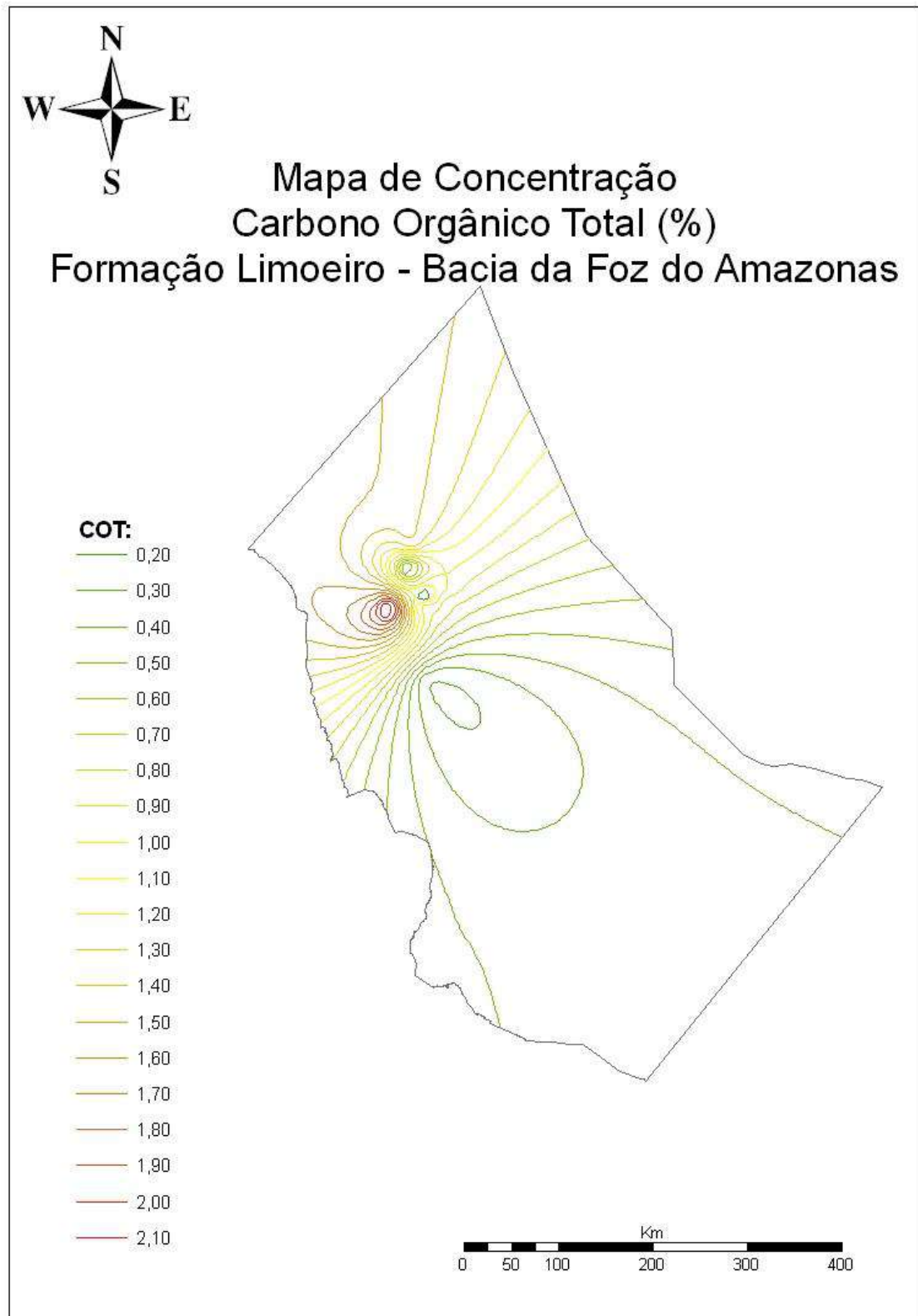


Figura 16: Mapa de Concentração de COT da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

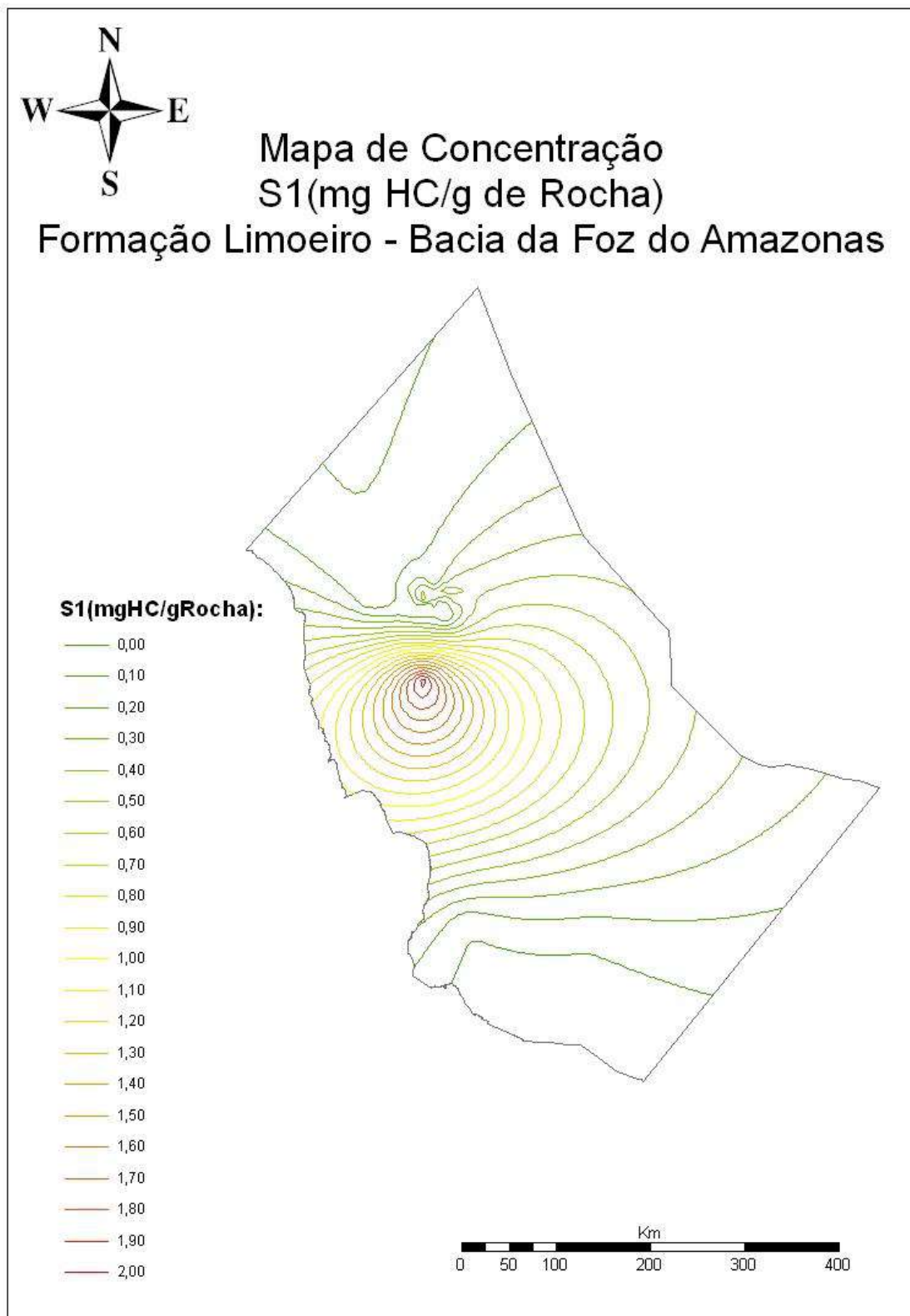


Figura 17: Mapa da concentração de S₁ da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

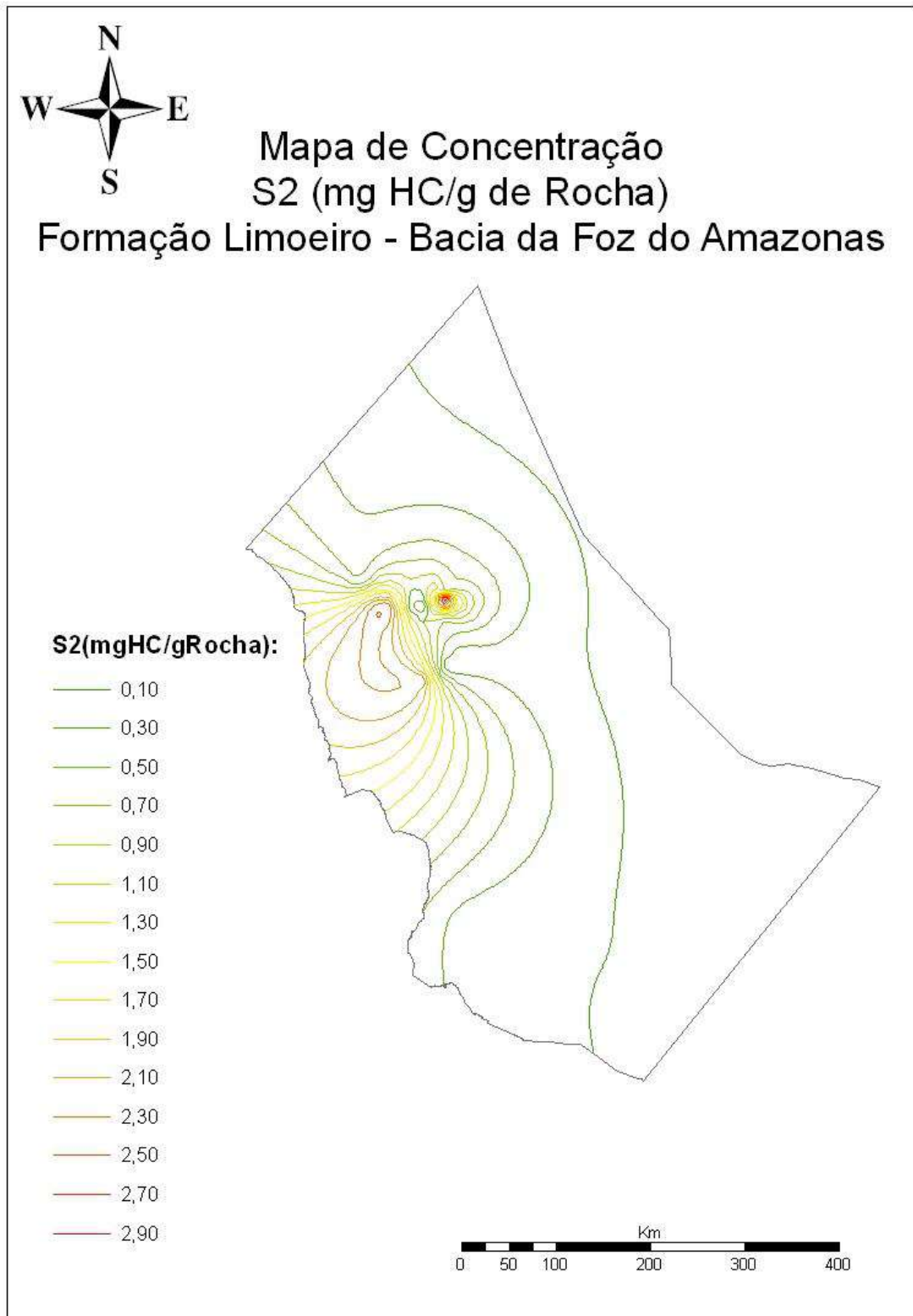


Figura 18: Mapa da concentração de S₂ da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

6.2.5 Mapa de Concentração de Potencial de Geração

Na parte central da formação encontramos dois pontos, um principal onde temos uma variação de 2,30 a 3,10 que indicam os melhores valores de potencial de geração e outro secundário variando de 1,10 a 2,10 na região oeste da bacia (figura 19).

6.2.6 Mapa de Concentração de Índice de Produção

A Formação Limoeiro apresenta em sua porção oeste os maiores índices de produção (IP próximos a 0,55), o que significa dizer que é na parte oeste da bacia que o processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora estão mais avançados. Porém na parte norte, tem-se a existência de uma região secundária onde os valores de índice de produção se aproximam de 0,35 (Figura 20).

6.2.7 Mapa de Concentração de Índice de Hidrogênio

O índice de Hidrogênio (IH – mgHC/gCOT), mostra que a Formação Limoeiro possui um potencial gerador para gás na parte oeste da bacia já que os valores de IH são inferiores a 200 mgHC/gCOT e na parte central encontramos um potencial para condensado pois os valores ali encontrados passam de 200 mgHC/gCOT (Figura 21).

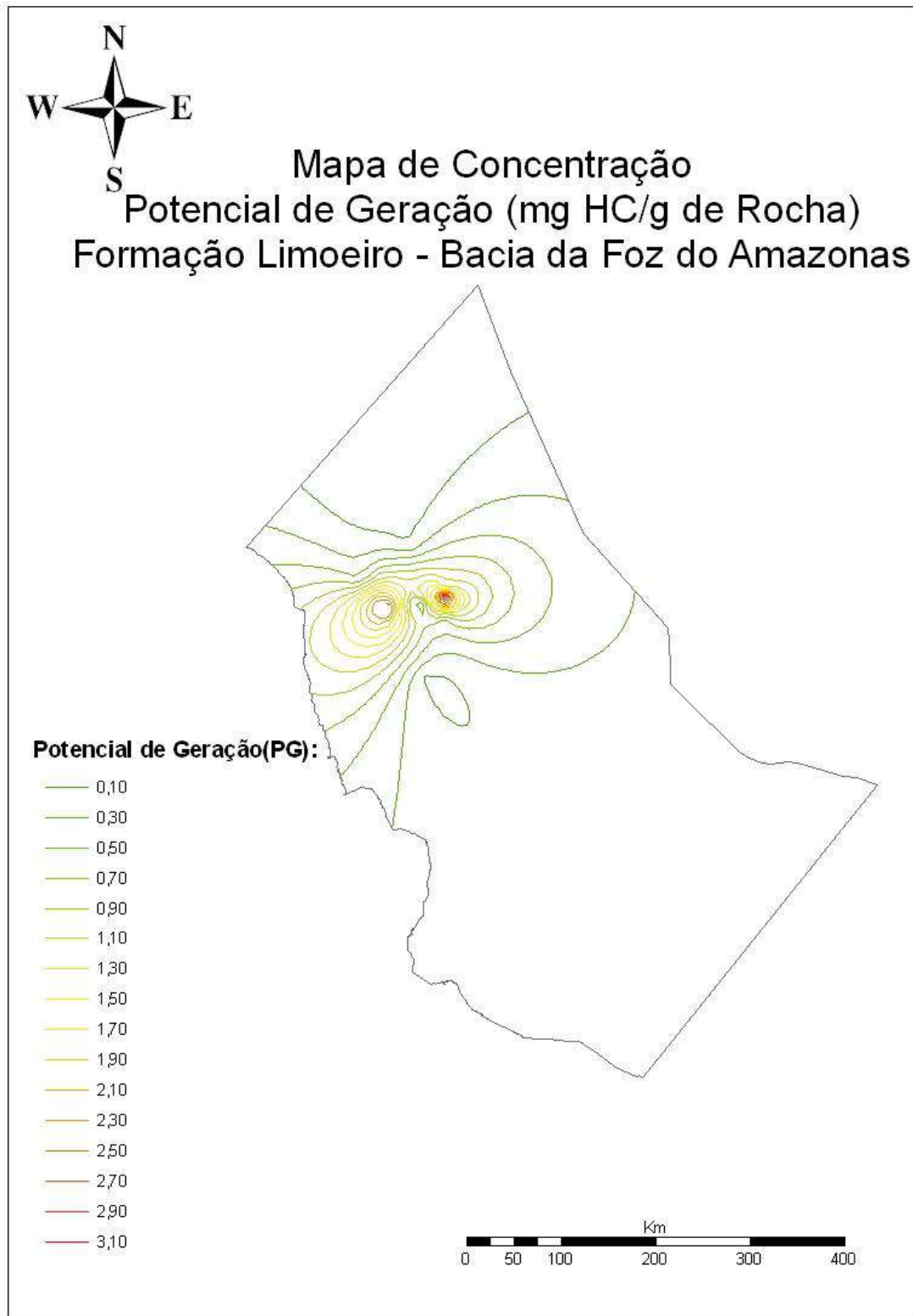


Figura 19: Mapa de concentração do Potencial de Geração da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

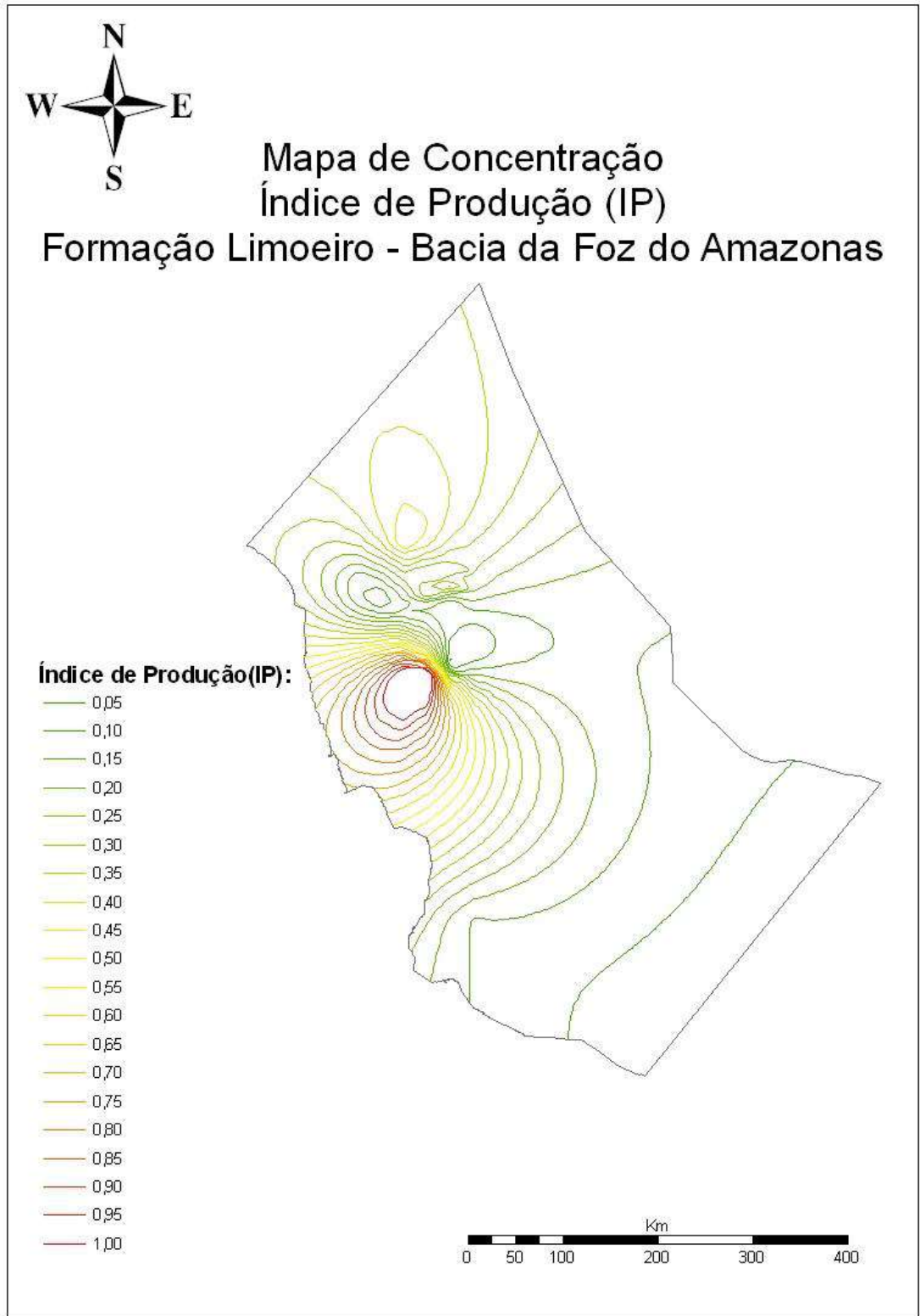


Figura 20: Mapa de concentração de Índice de Produção da Formação Caciporé, Bacia da Foz do Amazonas

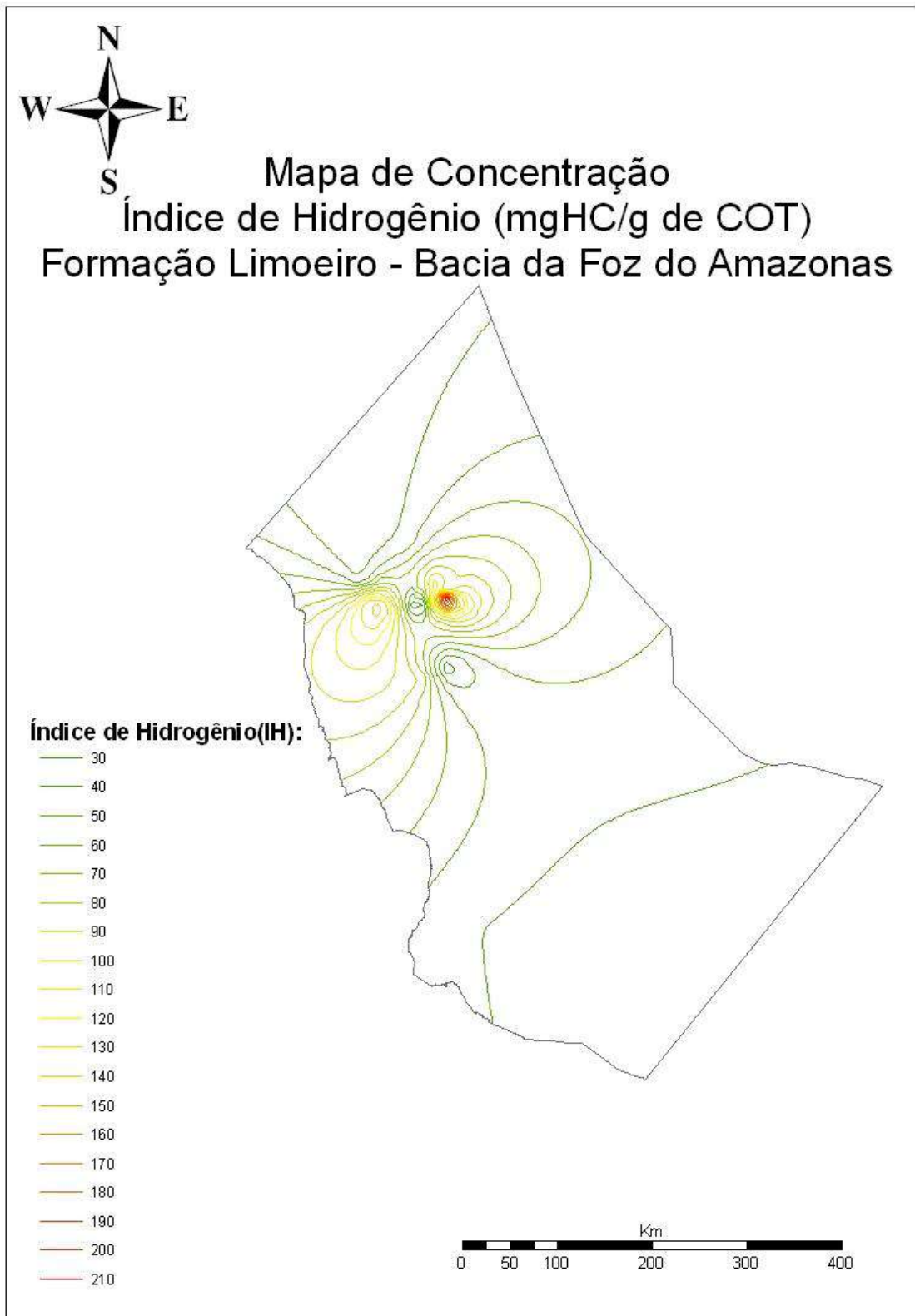


Figura 21: Mapa do Índice de Hidrogênio da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

6.2.8 Mapa de Concentração de Índice de Oxigênio

Os maiores valores para IO estão presente na parte sul da bacia com os valores variando de 90 a 115 mgCO₂/g COT. Porém no restante da formação, com exceção feita a região noroeste e a um ponto na região central da bacia onde temos valores variando entre 20 e 50 mgCO₂/g COT, os valores variam entre 55 e 85 mgCO₂/g COT (Figura 22).

6.2.9 Mapa de Concentração da Temperatura Máxima

Os maiores valores de temperatura estão localizados na região leste da bacia porém estes não ultrapassam 440°C com exceção de uma isolinha que apresenta valor de 460°C localizada também na região leste da bacia (Figura 23).

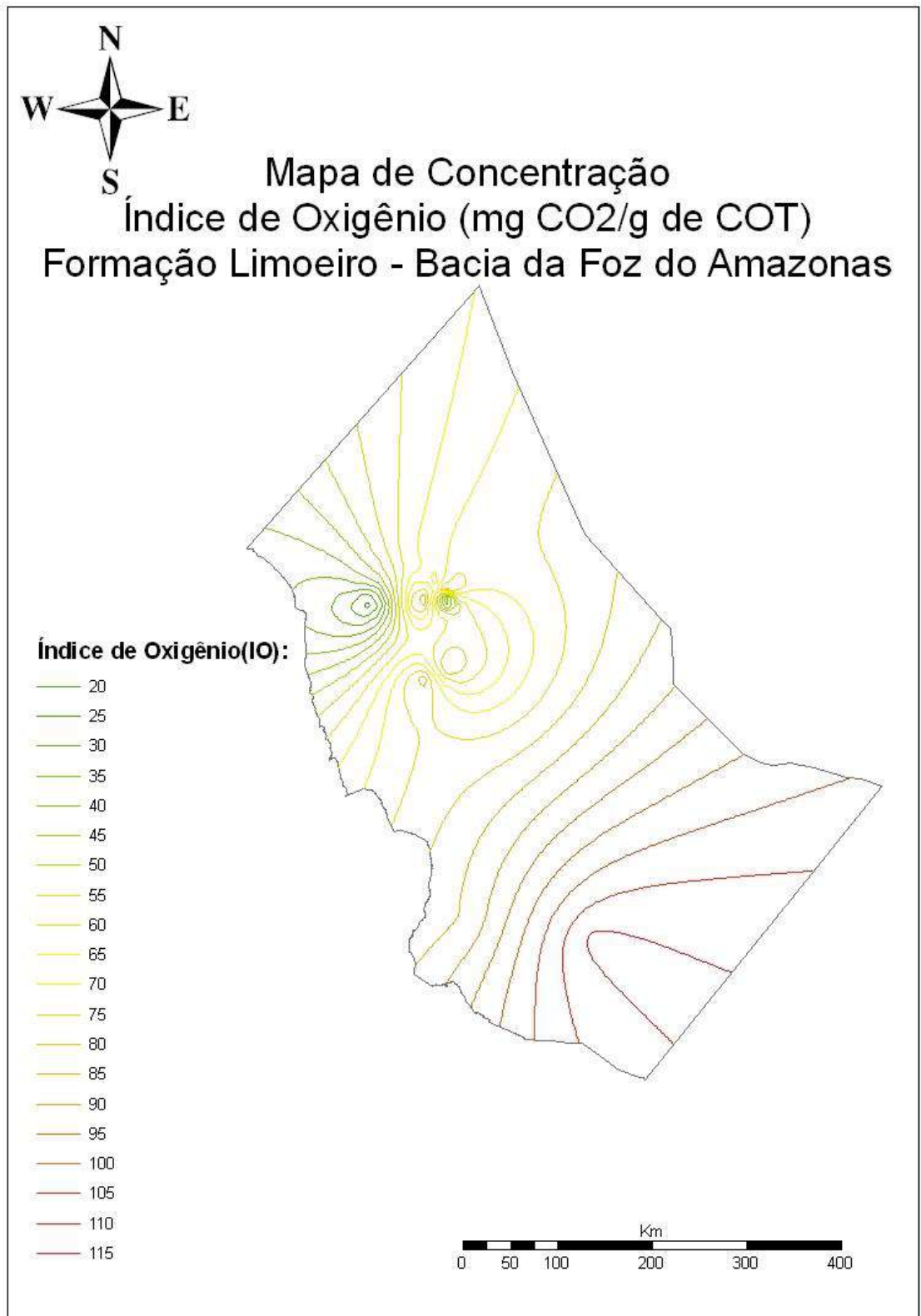


Figura 22: Mapa do Índice de Oxigênio da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

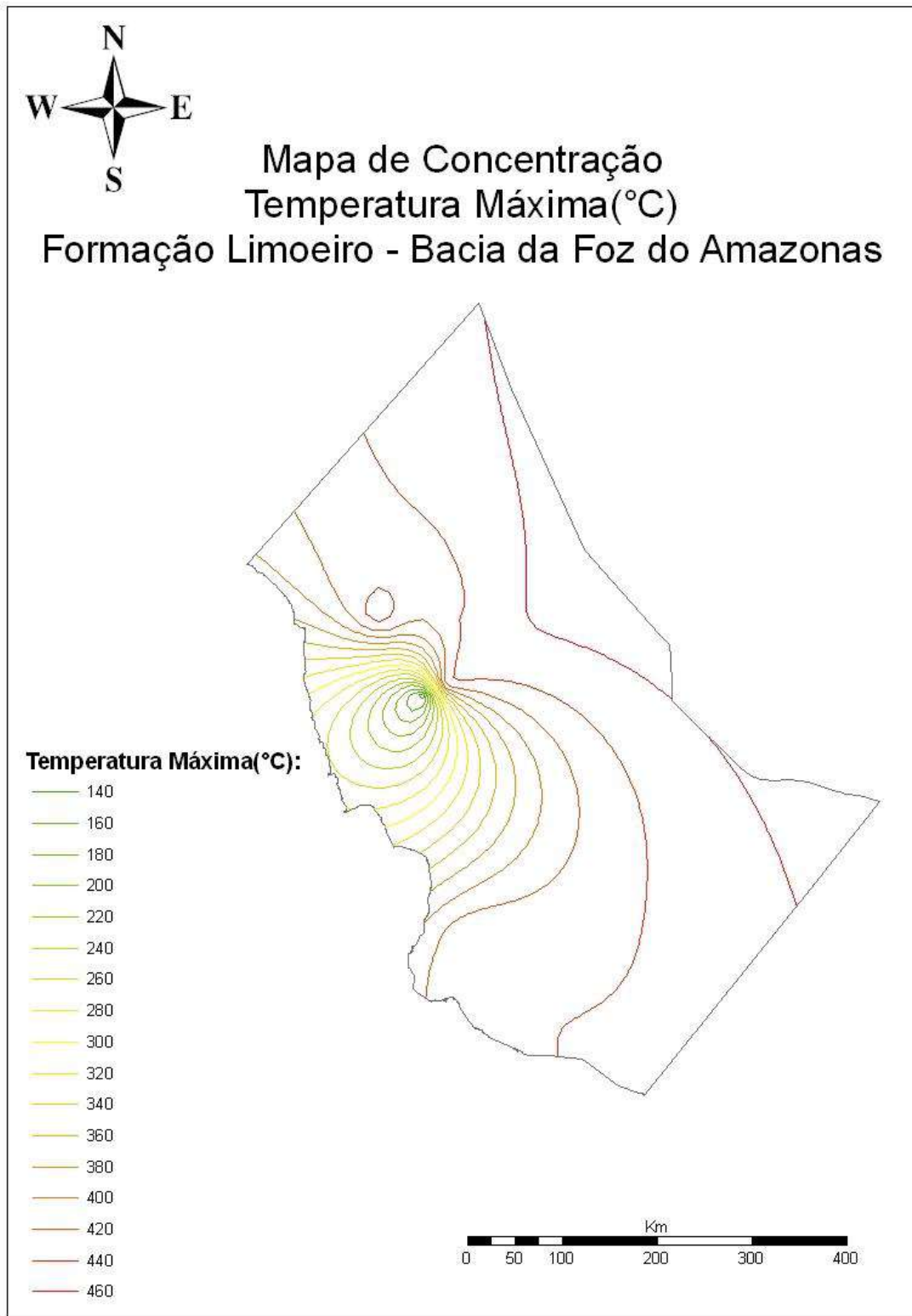


Figura 23: Mapa de Concentração da Temperatura Máxima da Fm.Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas

6.2.10 Resultados e Discussões da Formação Limoeiro

Com base nos valores apresentados para COT entre 0,2 e 2,10 e nos valores aceitos de COT, acima de 1%, para considerarmos uma rocha potencialmente geradora, podemos dizer que na Formação Limoeiro as melhores rochas potencialmente geradoras se encontram na parte noroeste da Bacia da Foz do Amazonas.

Essa informação ganha maior ênfase quando analisamos também os valores apresentados no mapa de espessura. Neste mapa os maiores valores de espessuras são encontrados na mesma região onde temos os maiores valores de COT. Isso significa dizer que é nesta região que temos uma maior probabilidade para acumulação de material orgânico e por isso apresenta os maiores valores de COT.

Uma análise feita nos mapas de concentração de S_2 referentes à Formação Limoeiro, nos permite verificar que esta apresenta um potencial de geração baixo concentrado na parte oeste da bacia com valores variando entre 1,30 a 1,70 mgHC/gRocha e moderado, na parte central da bacia com valores variando entre 1,90 a 2,90 mgHC/gRocha. O índice de Hidrogênio (IH – mgHC/gCOT), mostra que a Formação Limoeiro possui um potencial gerador para gás na parte oeste da bacia já que os valores de IH são inferiores a 200 mgHC/gCOT e na parte central encontramos um potencial para condensado pois os valores ali encontrados passam de 200 mgHC/gCOT.

A Formação Limoeiro apresenta em sua porção oeste os maiores índices de produção (IP próximos a 0,55), o que significa dizer que é na parte Oeste da bacia que o processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora estão mais avançado. Enquanto que na parte central encontramos dois pontos que indicam os melhores valores de potencial de geração, com valores que variam entre 2,00 e 3,10 e é também nesta parte que encontramos os maiores valores de hidrocarbonetos livres (S_1 - Betume) que podem ser extraídos por solventes orgânicos.

Os maiores valores de temperatura estão localizados na região leste da bacia porém estes não ultrapassam 440°C com exceção de uma isolinha que apresenta valor de 460°C localizada também na região leste da bacia.

Por fim, a integração entre os dados de IH e IO, Índice de Oxigênio, podemos identificar o tipo de querogênio presente. Segundo (Tissot & Welte, 1984) pode-se dizer, que o querogênio predominante nesta formação é o tipo III de origem essencialmente terrestre.

6.3 Formação Amapá

6.3.1 Mapa de Isópacas

Na parte central da formação Amapá é onde encontramos duas áreas de grande espessura ou seja, são nestas áreas que existem uma maior probabilidade de acumulação de matéria orgânica. Podemos destacar também a região sul e norte da formação já que estas apresentam valores intermediários de espessura entre 1200 e 1900 metros de profundidade (Figura 24).

6.3.2 Mapa de Concentração de Carbono Orgânico Total (%)

Com base nos valores apresentados para COT entre 0,2 e 2,10 (Figura 25) e nos valores aceitos para COT para rochas carbonáticas, acima de 0,3%, para considerarmos uma rocha potencialmente geradora, podemos dizer que na Formação Amapá as melhores rochas potencialmente geradoras se encontram na parte nordeste com variação de 0,46 a 0,54.

6.3.3 Mapa de Concentração de S₁

Nesta bacia os maiores valores para S₁ estão na parte central da formação variando entre 0,30 a 0,42 mgHC/g de Rocha e um ponto secundário na parte sul com variação de S₁ entre 0,16 e 0,24 mgHC/g de Rocha (Figura 26).

6.3.4 Mapa de Concentração de S₂

Uma análise feita nos mapas de concentração de S₂ referentes à Formação Amapá, nos permite verificar que esta apresenta um potencial de geração baixo, tendo em vista que todos os valores da formação são inferiores a 2,00 mgHC/gRocha (Figura 27).

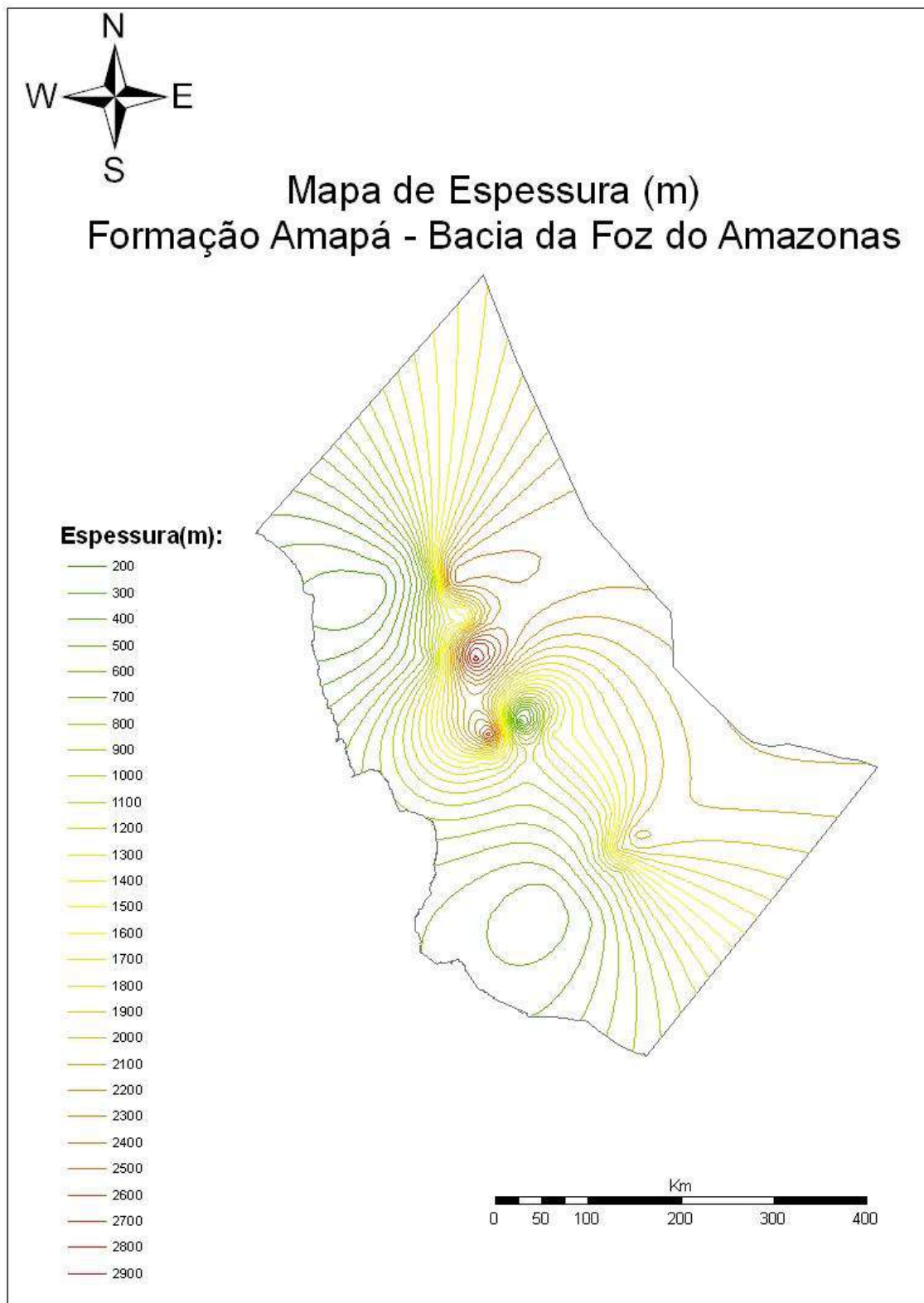


Figura 24: Mapa de Espessura da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

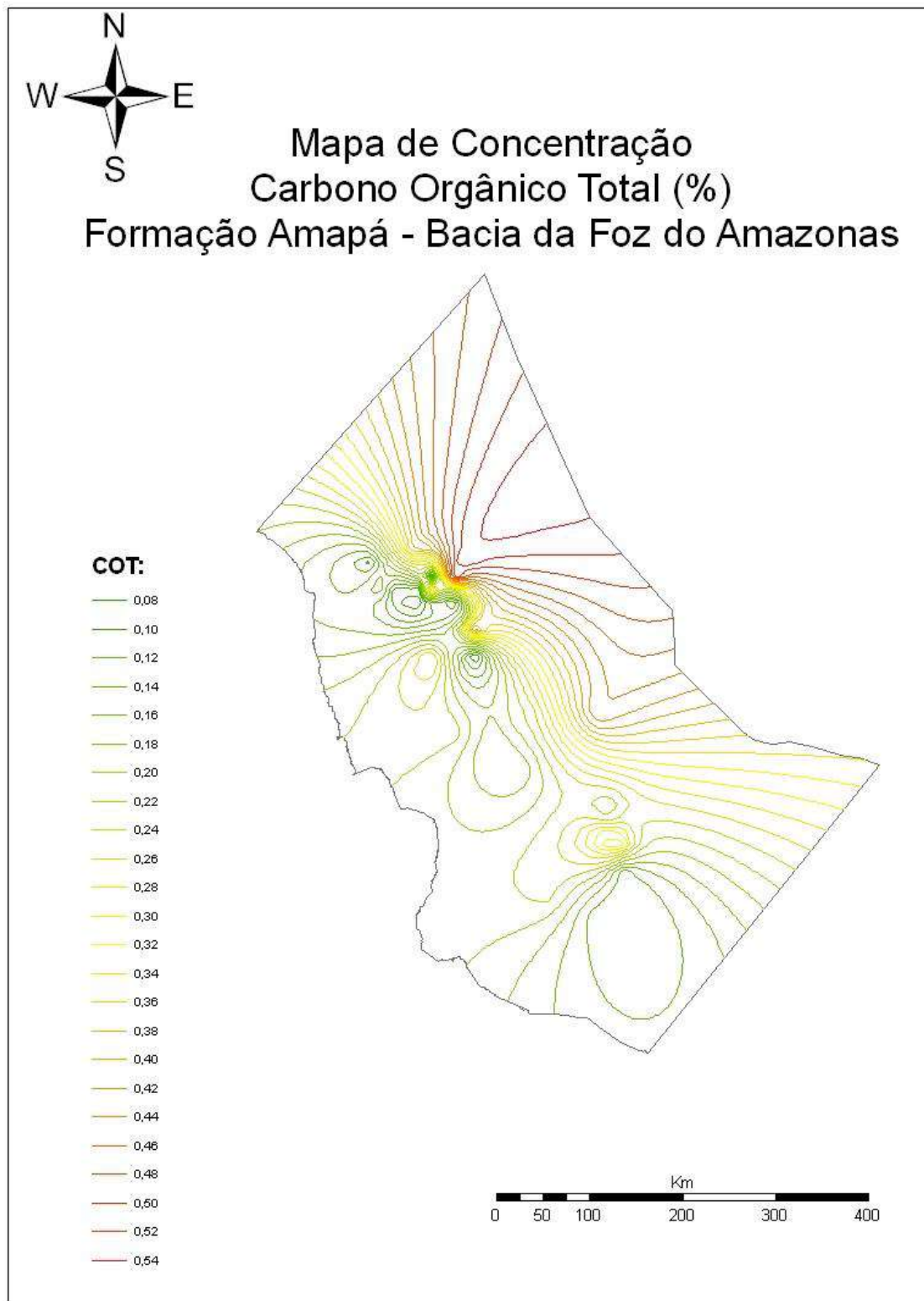


Figura 25: Mapa de Concentração de COT da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

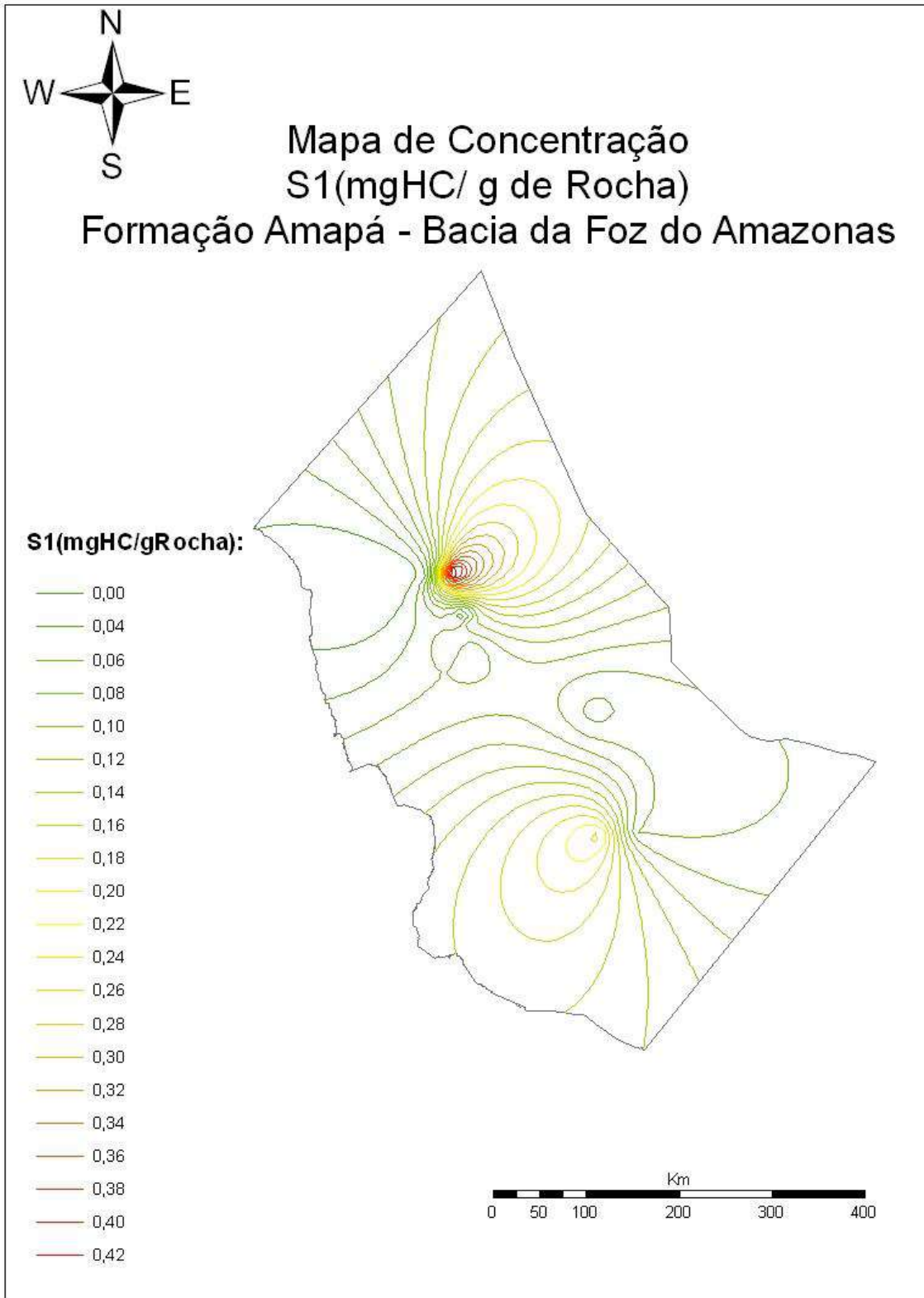


Figura 26: Mapa de Concentração de S₁ da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

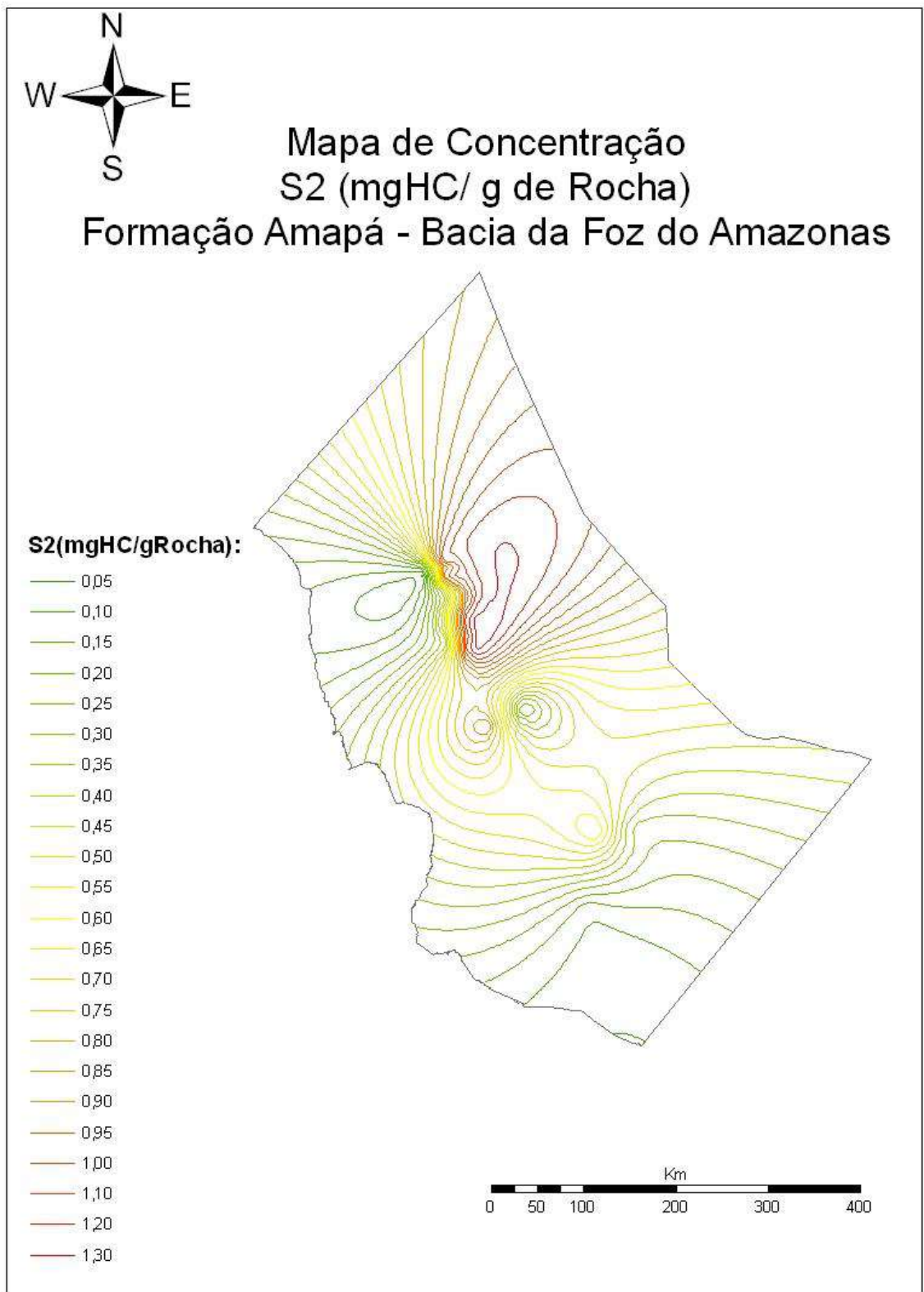


Figura 27: Mapa de Concentração de S₂ da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

6.3.5 Mapa de Concentração de Potencial de Geração

Na parte central e centro sul da formação encontramos dois pontos secundários, onde a variação é de 0,40 a 0,70 aproximadamente e um ponto principal, na parte leste, onde temos uma variação de 0,80 a 1,40 (figura 28).

6.3.6 Mapa de Concentração de Índice de Produção

A Formação Amapá apresenta em sua porção noroeste os maiores índices de produção (IP próximos a 0,70), o que significa dizer que é na parte oeste da bacia que o processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora estão mais avançado. Porém na parte sul, tem-se a existência de uma região secundária onde os valores de índice de produção se variam entre 0,15 e 0,25 (Figura 29).

6.3.7 Mapa de Concentração de Índice Hidrogênio

O índice de Hidrogênio (IH – mgHC/gCOT), mostra que a Formação Amapá possui um potencial gerador para gás na região sudoeste da bacia já que esta apresenta valores de IH inferiores a 150 mgHC/gCOT. Na parte noroeste da bacia tem-se um potencial para gás e também para condensado pois os valores ali encontrados variam entre 160 a 250 mgHC/gCOT (Figura 30).

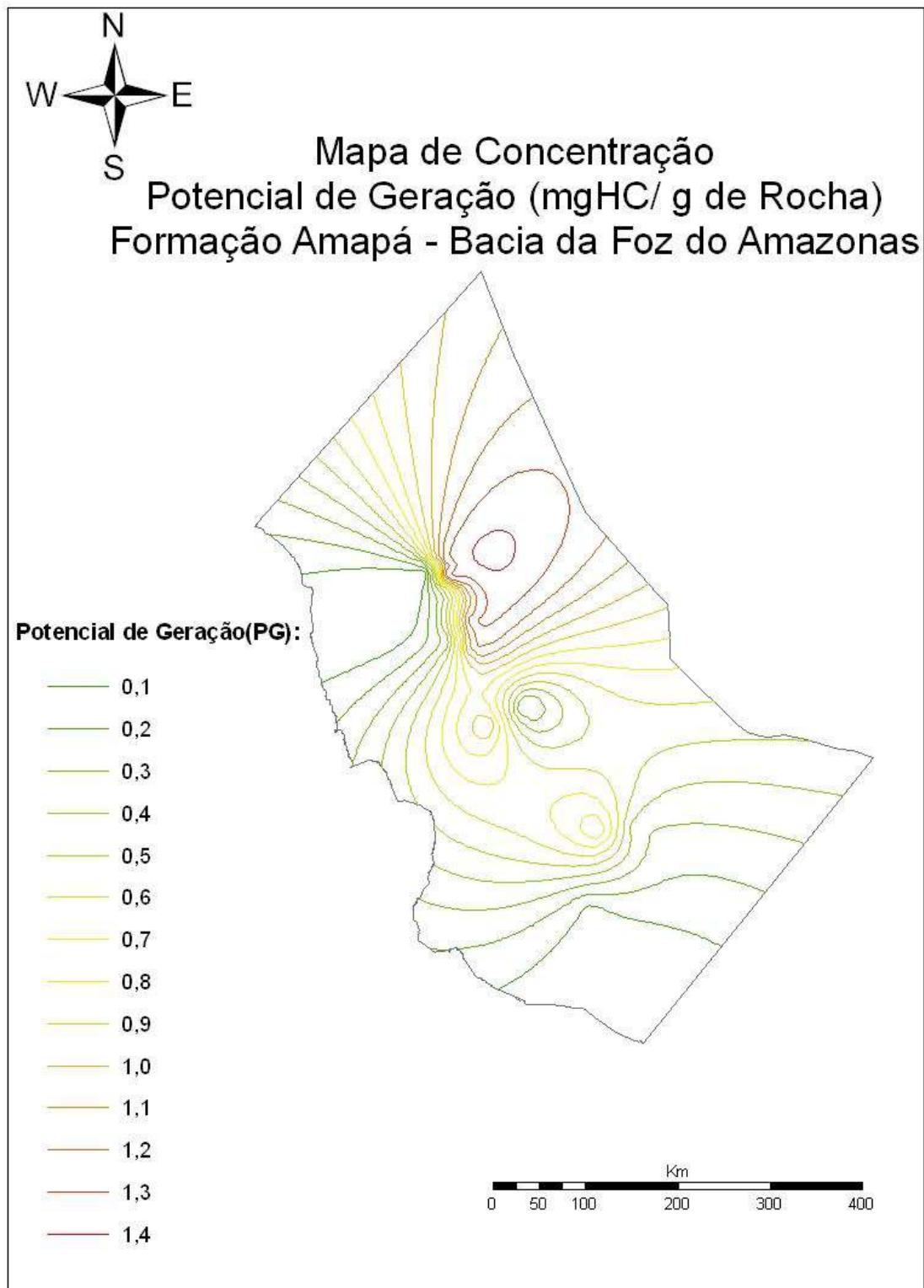


Figura 28: Mapa de Concentração de Potencial de Geração da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

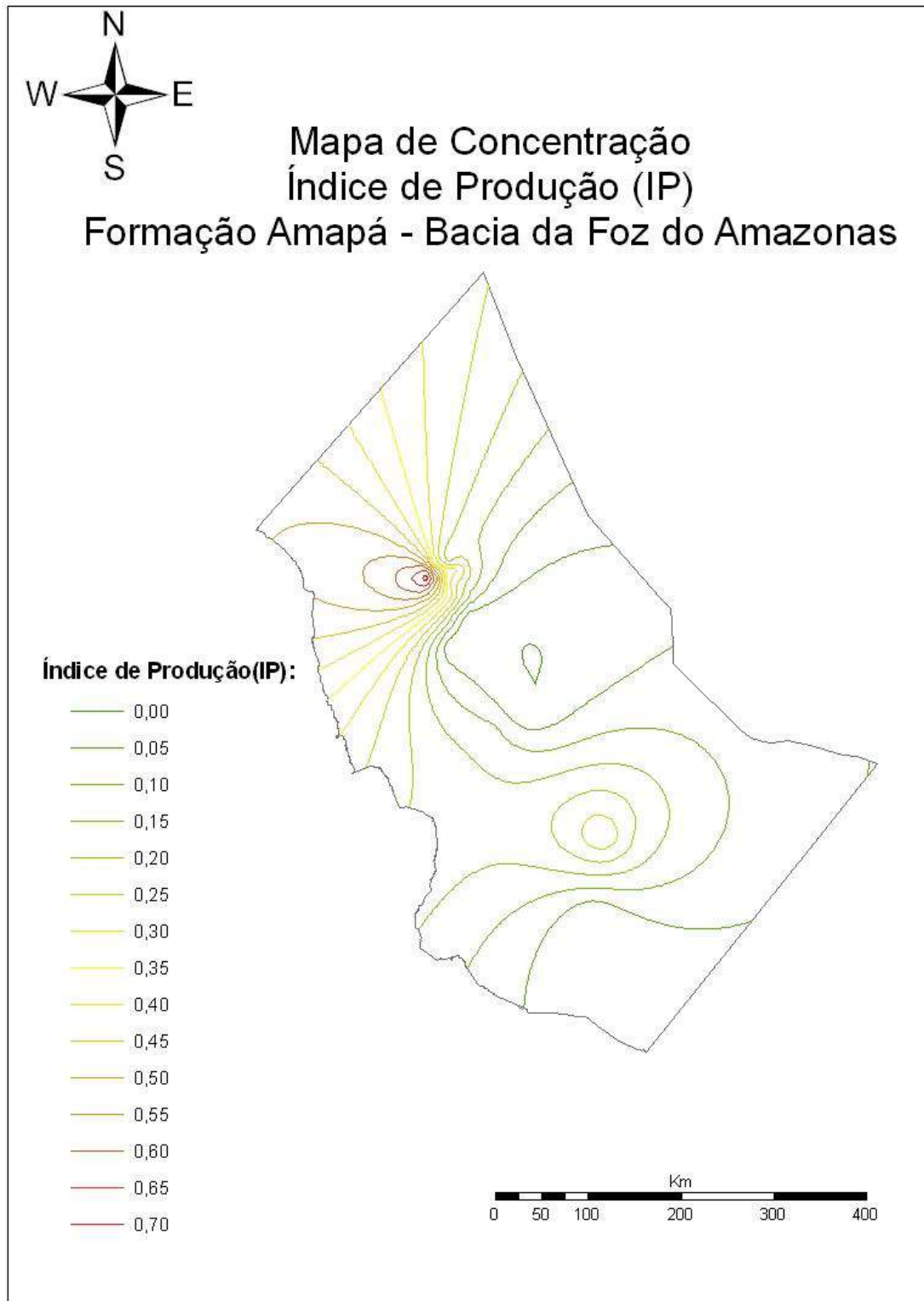


Figura 29: Mapa de Concentração de Índice de Produção da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

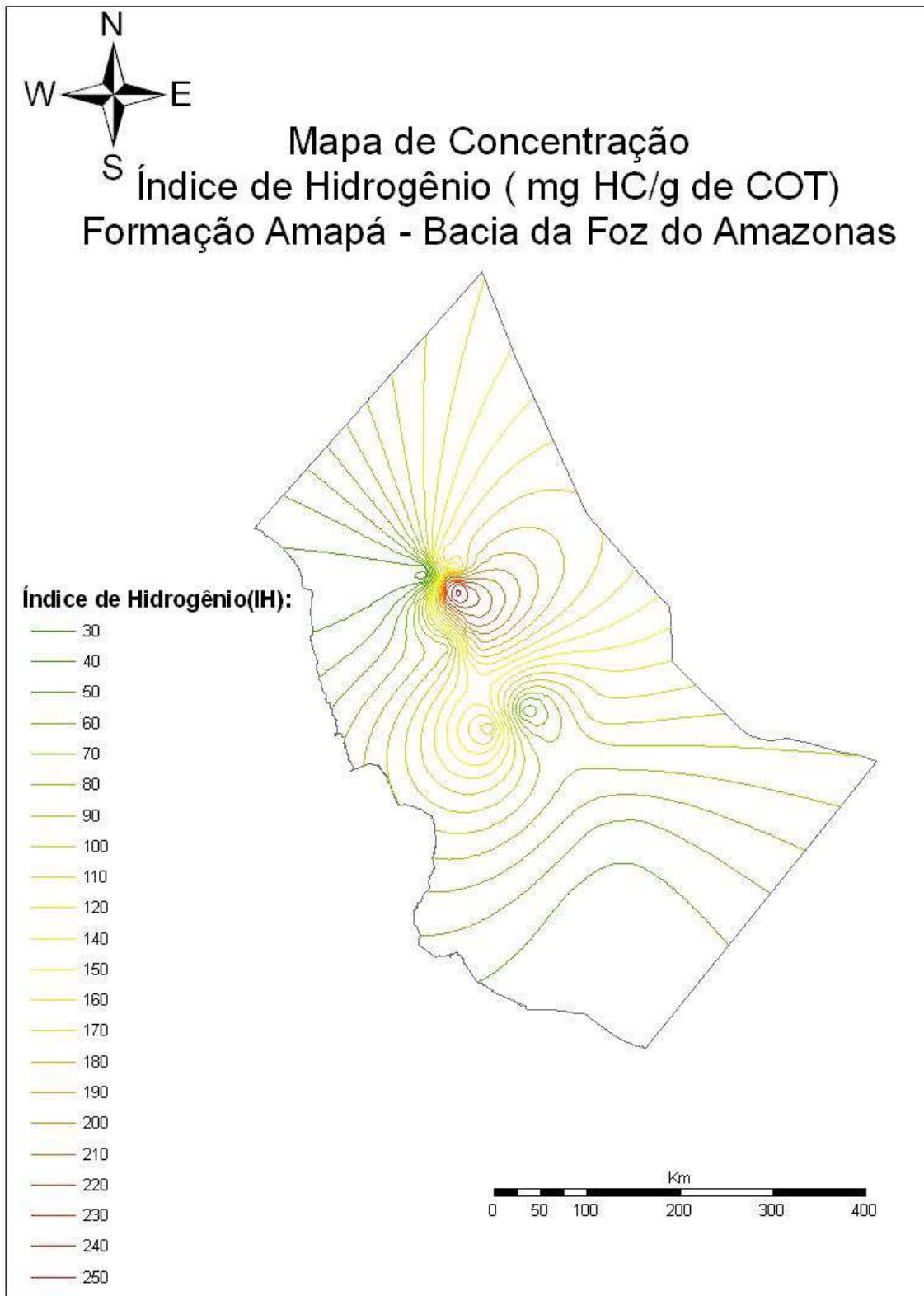


Figura 30: Mapa do Índice de Hidrogênio da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

6.3.8 Mapa de Concentração de Índice Oxigênio

Os maiores valores para IO estão presentes na região noroeste da formação com valores variando de 400 a 620 mgCO₂/g COT. Nas regiões leste e sul existem dois picos com valores variando entre 200 a 360 mgCO₂/g COT (Figura 31). Esses valores mais elevados podem ser justificados como sendo um problema analítico causado pelo próprio aparelho de medição. Sendo assim os valores mais confiáveis são os apresentados pelas regiões leste e sul da bacia.

6.3.9 Mapa de Concentração da Temperatura Máxima

A região sul pode ser classificada como termicamente matura já que os valores ali apresentados são superiores a 440°C. No restante da bacia as temperaturas são inferiores a 440°C sendo classificada como termicamente imatura (Figura 32).

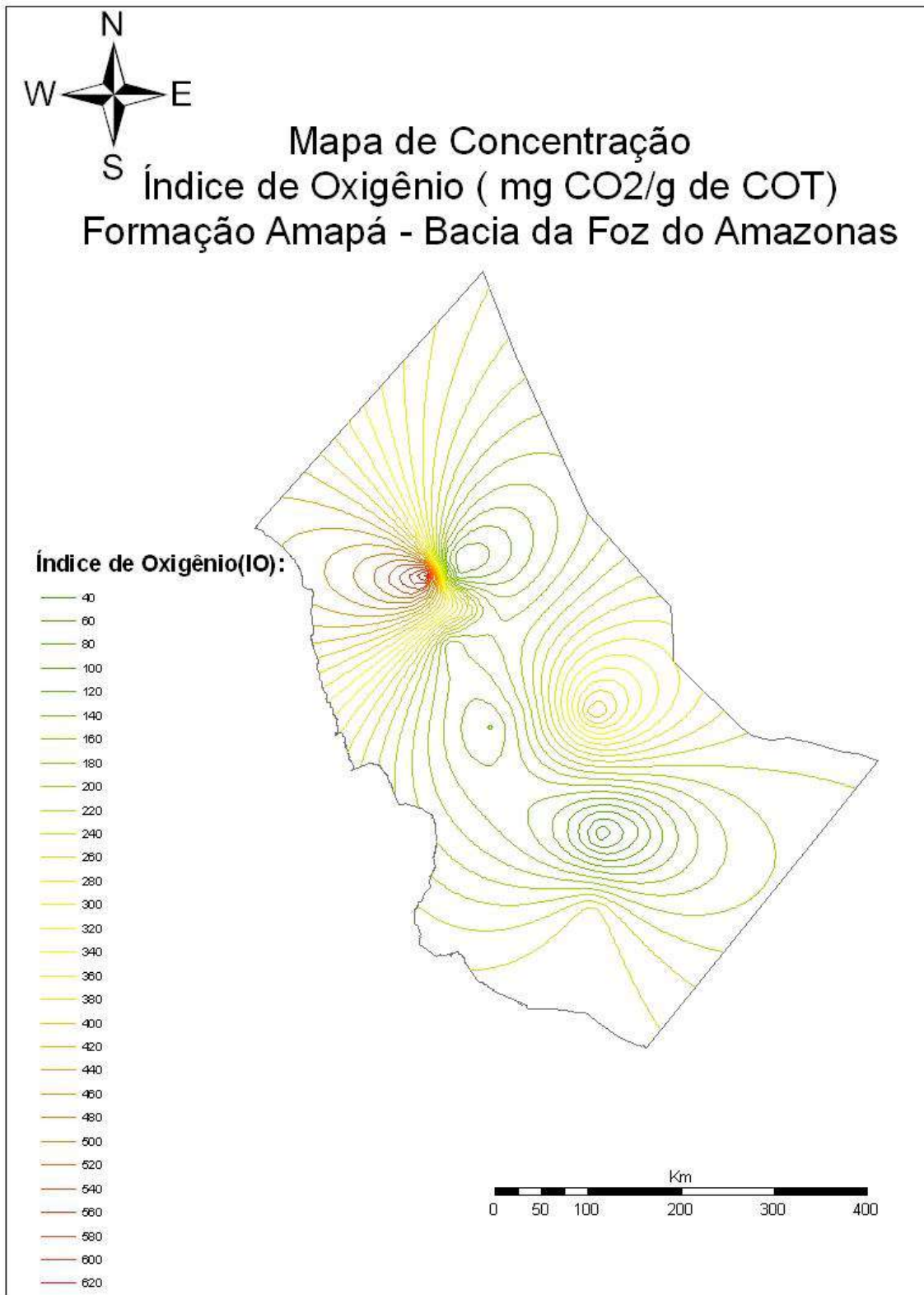


Figura 31: Mapa do Índice de Oxigênio da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

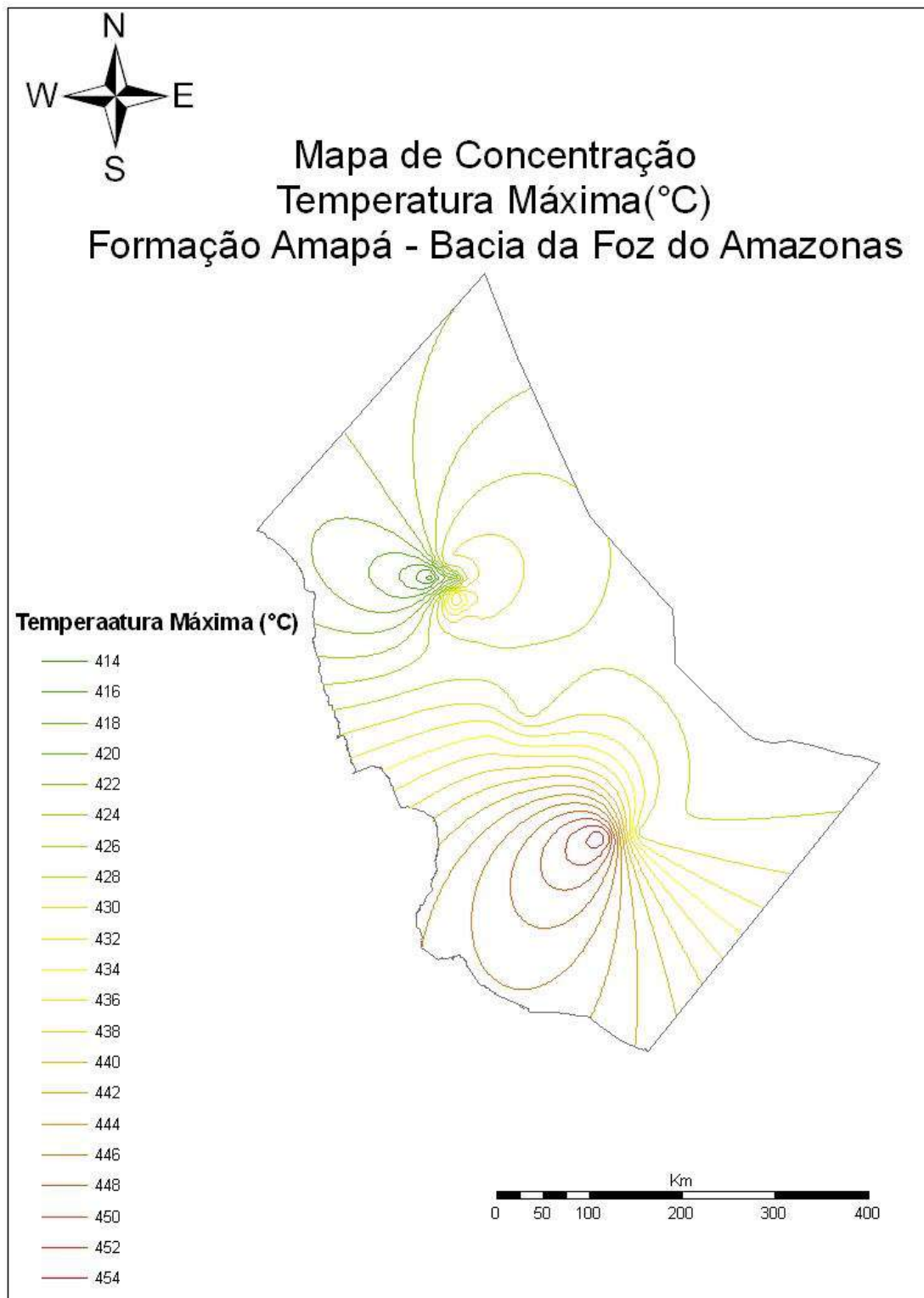


Figura 32: Mapa de Concentração da Temperatura Máxima da Fm.Amapá, Bacia da Foz do Amazonas

6.3.10 Resultados e Discussões da Formação Amapá

Com base nos valores apresentados para COT entre 0,08 e 0,54 e nos valores aceitos de COT para as rochas carbonáticas, acima de 0,3%, para considerarmos uma rocha potencialmente geradora, podemos dizer que na Formação Amapá as melhores rochas potencialmente geradoras se encontram na parte leste da Bacia da formação.

Essa informação ganha maior ênfase quando analisamos também os valores apresentados no mapa de espessura . Neste mapa os maiores valores de espessuras são encontrados em regiões próximas a região onde temos os maiores valores de COT. Isso significa dizer que é nesta região que temos uma maior probabilidade para acumulação de material orgânico e por isso apresenta os maiores valores de COT.

Uma análise feita nos mapas de concentração de S_2 referentes à Formação Amapá , nos permite verificar que esta apresenta um potencial de geração baixo, tendo em vista que todos os valores da formação são inferiores a 2,00 mgHC/gRocha. O índice de Hidrogênio (IH – mgHC/gCOT), mostra que a Formação Amapá possui um potencial gerador para gás na região sudoeste da bacia já que esta apresenta valores de IH inferiores a 150 mgHC/gCOT. Na parte noroeste da bacia tem-se um potencial para gás e também para condensado pois os valores ali encontrados variam entre 160 a 250 mgHC/gCOT.

A Formação Amapá apresenta em sua porção noroeste os maiores índices de produção (IP próximos a 0,70) o que significa dizer que é na parte noroeste da bacia que o processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora estão mais avançado. Enquanto que na porção leste tem-se os maiores valores de potencial de geração, variando entre 0,80 e 1,40 e é também onde encontramos os maiores valores de hidrocarbonetos livres (S_1 - Betume) que podem ser extraídos por solventes orgânicos.

A região sul pode ser classificada como termicamente matura já que os valores ali apresentados são superiores a 440°C. No restante da bacia as temperaturas são inferiores a 440°C sendo classificada como termicamente imatura.

E por fim, a integração entre os dados de IH e IO, Índice de Oxigênio, podemos identificar o tipo de querogênio presente. Segundo (Tissot & Welte, 1984) pode-se

dizer, que o querogênio predominante nesta formação é o tipo III de origem essencialmente terrestre.

7. CONCLUSÕES

Após a análise dos resultados foi possível verificar, de modo geral, que as formações Caciporé, Limoeiro e Amapá estudadas na bacia Sedimentar da Foz do Amazonas, apresentam potencial para geração de gás porém, em alguns pontos é possível ter a presença de condensados e de óleo. Levando-se em conta apenas os fatores geoquímicos a formação que apresenta um melhor potencial de geração é a Formação Caciporé, que são os folhelhos lacustres da fase rifte de idade Albo-Aptiana. Além disso, possui os índices mais elevados para COT (%), sendo a região central aquela que desperta maior interesse exploratório já que é nesta região que encontramos os maiores valores de S_1 , S_2 , Potencial de Geração (PG) e Índice de Hidrogênio e é na região centro – oeste onde encontramos os maiores valores para Índice de Produção (IP).

Outra informação que pode ser retirada deste modelamento geoquímico e com relação ao tipo de querogênio. Através dos valores apresentados pelo Índice de Hidrogênio (IH) e sua relação com os valores de Índice de Oxigênio (IO) e com o auxílio do gráfico de Van Kreveler podemos definir que a matéria orgânica predominante nesta bacia e de origem essencialmente terrestre o que nos permite dizer que o querogênio presente é o do tipo III. No entanto como em alguns pontos desta bacia podemos verificar a presença de condensados e também de óleo teremos possivelmente a presença de querogênios I e II.

Cabe aqui um esclarecimento com relação ao tipo de querogênio e também com relação aos valores encontrados. Uma análise em outros fatores geoquímicos como por exemplo a Reflectância da Vitrinita (R_o) e o Índice de Coloração de Esporo (ICE) teria uma grande importância já que estes podem dar mais confiabilidade aos dados pois estes poderiam determinar o estágio de maturação térmica da matéria orgânica.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORDENAVE, M.L. & ESPITALIÉ, J. 1993 Elemental composition of kerogens, In: BORDENAVE, M.L.(ed) Applied Petroleum Geochemistry, Editions Technip, Paris, P. 334-339.

BORDENAVE, M.L.; ESPITALIÉ, J.; LAPLAT, P.; OUDIN, J. L. & VANDENBROUKE, M. 1993. Screening techniques for source rock evaluation, In: BORDENAVE, M.L.(ed) Applied Petroleum Geochemistry, Editions Technip, Paris, P. 217-219.

BRANDÃO, J.A.S., 1990. Revisão e atualização estratigráfica das bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, Petrobrás (Rel. Int.), 79 pp

BRANDÃO, J. A.S.L., FEIJÓ, F. J. Bacia da Foz do Amazonas. Boletim de Geociências PETROBRAS, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p.91-99, jan/mar,1994.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil. 2002. Disponível em <http://www.cprm.org.br/gis/carta_fozamazonas.htm> Acessado em 10 de Janeiro de 2008

CPRM. Serviço Geológico do Brasil. 2002. Disponível em <http://www.cprm.org.br/gis/seções_fozamazonas.htm> Acessado em 10 de Janeiro de 2008

ESPITALIÉ, J., J. DEROO & F. MARQUIS. 1985. Rock-Eval Pyrolysis and its Applications. Institut Français du Pétrole. Relatório # 33578.

ESPITALIÉ, J.; MADEC, M.; TISSOT, B.; MENNING, J.J & LEPLAT, P. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. Proceedings of the 9th Annual Offshore Technology Conference, Houston 1977, P. 439-444 (Paper OTC 2935)

GONÇALVES, F. T. T., *et al.* Séries naturais: aplicação no estudo da Geração e expulsão do petróleo e no mapeamento de oil-kitchens. Boletim Geociências PETROBRAS, Rio de Janeiro, 11 (1/2), jan./dez. 1997. P.116-131.

GORINI M.A. A Margem Equatorial Brasileira – Uma Visão Geotectônica. Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica. 3. Rio de Janeiro 1993. Resumos Expandidos v.2 p.1355-1357

GUARDADO L.R., SCHMIDT J. Reflections on geophysics in Brazil. The Leading Edge. July 1999. p. 812-817.

JARVIE, D. M. Factors affecting *Rock-Eval* derived kinetic parameters. *Chemical Geology*, V.93, n°.1-2, Novembro 1991, P. 79-99.

LITTKER, R. 1993. Deposition, Diagenesis and Weathering of organic matter-rich sediments. *Lecture Notes in Earth Sciences*, v.47, P.216

MAGOON, L.B.; DOW, W.G. 1994. The petroleum system. *AAPG Memoir* n.60, p.3-24.

MELLO M.R., MOSSMANN R., SILVA S.R.P., MACIEL R.R., MIRANDA F.P. Foz do Amazonas Area: One of the Last Frontiers for Giant Oil and Gas Accumulations in the Brazilian Offshore Basins. In: *Rio Oil and Gas Expo and Conference 16-19 Outubro 2.000 Rio de Janeiro*. IBP. Brazil. 12 p.

MILANI E.J., ZALÁN P.V. The Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil. *Brazilian Geology Part 1*. 1998 AAPG International Conference & Exhibition. Rio de Janeiro Brazil. November 1998 Short Course.

OJEDA Y.O.H.A. Estrutura, Estratigrafia e Evolução das bacias marginais brasileiras. *Revista Brasileira de Geociências*. São Paulo V.11.n°. 4 Dezembro/81.P.258-272

PASLEY, M. A., *et al.* Sequence Stratigraphy and Basin Evolution of the Foz do Amazonas Basin, Brazil. *AAPG International Conference*. Cancun, Mexico. October 2004

PETERS, K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.70, P. 318-329.

REZENDE, W.M., FERRADAES, J.O. Integração geológica regional da bacia sedimentar da Foz do Amazonas. In: *CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 25, 1971. São Paulo. Anais p.203-204

SCHALLER H., VASCONCELOS D.N., CASTRO, J.C. Estratigrafia preliminar da Bacia sedimentar da Foz do Amazonas. In: *CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 25, 1971, Anais...P.189-202

SILVA, S. R. P., RODARTE, J. B. M. — Bacias da Foz do Amazonas e Pará (Águas Profundas) Uma análise sísmo-estratigráfica, tectono-sedimentar e térmica. In: *ANAIS DO 1º CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA*, 1989, Rio de Janeiro. p.843-852

TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, 2nd edn, Springer-Verlag, Berlin, P.699