

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



**AVALIAÇÃO DO RISCO DE EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS
NA ZONA NOROESTE DA BACIA POTIGUAR (BRASIL), ATRAVÉS
DA UTILIZAÇÃO DE SIG**

Ana Rita Coiteiro Alves Diniz

MESTRADO EM GEOLOGIA APLICADA
ESPECIALIZAÇÃO EM HIDROGEOLOGIA

2010

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



**AVALIAÇÃO DO RISCO DE EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS
NA ZONA NOROESTE DA BACIA POTIGUAR (BRASIL), ATRAVÉS
DA UTILIZAÇÃO DE SIG**

Ana Rita Coiteiro Alves Diniz

RELATÓRIO DE ESTÁGIO ORIENTADO PELOS PROFESSORES NUNO PIMENTEL E RUI
TABORDA (GEOFCUL) E PELO GEÓLOGO RICARDO PEREIRA (PARTEX OIL AND GAS)

MESTRADO EM GEOLOGIA APLICADA
ESPECIALIZAÇÃO EM HIDROGEOLOGIA

2010

“ Uma coisa é certa: o petróleo, enquanto matéria-prima essencial ao funcionamento da economia do Mundo, vai continuar a ser um produto procurado, explorado e produzido por todos os meios possíveis ao alcance dos países e das empresas que integram este gigantesco sector industrial que, pelo Mundo, actua nas áreas do petróleo e do gás. E esta situação requer uma mobilização de financiamentos mais elevados, de tecnologias mais sofisticadas e sobretudo de novos conhecimentos que estejam na origem de novas técnicas e de novos métodos de exploração e produção mais fiáveis e mais rentáveis, mas ao mesmo tempo mais seguros e mais capazes de enfrentar realidades estruturais cada vez mais complexas e difíceis.”

Eduardo Marçal Grilo,
Prefácio do Livro “O Universo da Indústria Petrolífera”,
2 de Abril de 2007

AGRADECIMENTOS

Uma vez que este trabalho é um projecto de estágio profissional inserido no âmbito do Mestrado em Geologia Aplicada, gostaria de agradecer à Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa e à Partex Services Portugal em especial, por me proporcionarem este projecto inovador, pelo qual ganhei o 1º prémio de melhor apresentação em poster no Congresso Nacional de Geologia 2010. Gostaria também de agradecer em especial ao Professor Rui Taborda, ao Professor Nuno Pimentel e ao Geólogo de Exploração Ricardo Pereira pelo conhecimento que me transmitiram e por me terem ajudado a tornar-me numa melhor e mais completa Geóloga.

De resto, quero agradecer à minha família não só pelo apoio que me têm dado mas também por me proporcionarem ao longo da minha (curta) vida toda a formação que consegui alcançar.

Quero agradecer ao Francisco que, apesar de partilhar a vida comigo, me proporcionou muito tempo sozinha de forma a concentrar-me o mais possível para a realização perfeita deste projecto, e que, ainda, soube como me distrair na altura certa, aquelas alturas em que estamos prestes a entrar em “desespero”.

Agradeço aos meus amigos e colegas pela paciência, pelo conhecimento transmitido e apoio que me têm dado ao longo deste ano e meio.

Obrigada a todos, sem vocês nada disto teria sido possível. Obrigada!

RESUMO

Neste trabalho é apresentada e discutida uma metodologia para avaliar o risco de exploração bem como o potencial de exploração para acumulações de hidrocarbonetos com base na quantidade e controle da qualidade dos dados adquiridos da área de estudo. Este método, fortemente suportado em tecnologias SIG, foi aplicado a um sector localizado na zona Noroeste da Bacia Potiguar (Brasil), e permitiu elaborar um conjunto de mapas geológicos, informativos e culturais, e ainda um mapa de Probabilidade de Sucesso Geológico que traduz o inverso do Risco de Exploração aquele sector da bacia, com o intuito de otimizar a taxa de sucesso geológico e auxiliar na selecção da área a explorar.

PALAVRAS-CHAVE

SIG, Sistema Petrolífero, Análise de Risco, Bacia Potiguar, Brasil.

ABSTRACT

This study presents and discusses a methodology to evaluate not only the risk of exploration but also the exploration potential for hydrocarbons accumulations, based on the amount and quality control of the data acquired from the study area. This method, chiefly supported on GIS technology, was applied to a sector located at the Northwest of Potiguar Basin (Brazil), and allowed to develop a set of geological, informative and cultural maps and also create a Chance of Geological Success Map which is the inverse of Exploration Risk, in order to increase the rate of geological success when drilling and to help delineate new exploration areas.

KEY-WORDS

GIS, Petroleum System, Risk Analysis, Potiguar Basin, Brazil.

ÍNDICE

Prefácio	1
Agradecimentos	2
Resumo / Abstract	3
Palavras-Chave / Key Words	3
Capítulo 1 – Introdução	6
Capítulo 2 – Sistemas de Informação Geográfica	8
Capítulo 3 – Prospecção de hidrocarbonetos	10
3.1 – Reconhecimento Geológico	11
3.2 – Reconhecimento Geofísico	11
Capítulo 4 – Sistemas Petrolíferos e os seus Elementos e Processos	15
4.1 – Hidrocarbonetos	16
4.2 – Geração de hidrocarbonetos e Rocha Geradora	17
4.3 – Migração de hidrocarbonetos	23
4.4 – Rocha Reservatório	25
4.5 – Rocha Selante e formação de Armadilhas Geológicas	28
4.6 – Sistema Petrolífero	30
4.6.1 – Aspectos temporais de um Sistema Petrolífero	32
4.6.2 – Extensão Geográfica e Estratigráfica de um Sistema Petrolífero	33
4.7 – Conceito de <i>Play</i> e Prospecto	33
Capítulo 5 – Enquadramento Geográfico e Geológico	35
Capítulo 6 – Redução dos Riscos de Exploração	39
Capítulo 7 – Descrição do trabalho e Metodologias aplicadas	47

7.1 – Pesquisa e aquisição de dados	47
7.2 – Carregamento, Controle e Manipulação dos dados	50
7.3 – Elaboração de Mapas	56
7.3.1 – Mapa Base	57
7.3.2 – Mapa Cultural	63
7.3.3 – Mapa de Reservatório	65
7.3.4 – Mapa de Estrutura	67
7.3.5 – Mapa de Migração	70
7.3.6 – Mapa de Risco de Exploração (Probabilidade de Sucesso)	73
Capítulo 8 – Volumes de Hidrocarbonetos	75
Capítulo 9 – Conclusões	77
Referências Bibliográficas	78
Anexo I	80
Anexo II	82
Anexo III	84
Anexo IV	86
Anexo V	88
Anexo VI	90
Anexo VII	92
Anexo VIII	94
Anexo IX	96
Anexo X	98

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

O presente trabalho resulta de um projecto de estágio, desenvolvido em parceria com a *Partex Services Portugal*, e encontra-se inserido no âmbito do Mestrado em Geologia Aplicada da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (FCUL).

Segundo Gomes e Alves (2007), a pesquisa ou exploração, relativa à indústria petrolífera, é a arte de descobrir em primeira mão uma estrutura no subsolo favorável à retenção de hidrocarbonetos. A exploração consiste em três fases que englobam: 1) a aquisição de dados geológicos e geofísicos de formações existentes na superfície com potencial para armazenar hidrocarbonetos, e ainda dados geográficos e culturais; 2) a análise dos dados; 3) e a execução de poços de pesquisa. Na fase de pesquisa são obtidos um conjunto de informações como dados sísmicos, mapas da geologia de superfície (cartografia) e ainda dados geoquímicos. Para uma melhor compreensão da área de exploração, a companhia petrolífera necessita, ainda, de acompanhar os estudos dos campos de exploração vizinhos, principalmente se ocorrerem formações estratigráficas análogas às que estão a ser estudadas.

Pretende-se com este trabalho estudar um sector da zona noroeste da parte emersa da Bacia Potiguar (Brasil), localizada no nordeste do Brasil abrangendo o Estado do Rio Grande do Norte e parte do Estado do Ceará, com a finalidade de integrar e validar um conjunto de dados que permitam otimizar a taxa de sucesso geológico na exploração de hidrocarbonetos.

De forma a otimizar o processo de exploração de hidrocarbonetos, utilizou-se para este trabalho a abordagem que visa caracterizar todos os componentes de um Sistema Petrolífero (*sensu*, Magoon e Dow, 1994) e a probabilidade de ocorrência de hidrocarbonetos através da análise do risco de exploração.

A procura de óleo e gás é um processo que engloba diversas fontes de informação georreferenciada pelo que os *softwares* que trabalham numa plataforma de Sistemas de Informação Geográfica (SIG) são dos mais recomendados para integrar e processar toda a informação (Coburn e Yarus, 2000).

Dada a dificuldade em integrar informação espacial de natureza muito variada, e consequentemente a elaboração das metodologias SIG aplicadas a este projecto, foi

utilizado o *ArcGis(9.3)* como ferramenta de trabalho, cujas capacidades permitem otimizar as tarefas relacionadas com a gestão e análise de dados georreferenciados.

Após uma extensa fase de pesquisa teórica, da qual resultou uma compilação de dados espaciais de natureza diversa, públicos e confidenciais, seguiu-se uma fase experimental. A informação compilada abrange dados geológicos, geofísicos, geográficos e culturais, que quando inseridos em ambiente SIG foram sujeitos a um processo de manipulação com o intuito de validação e controle de qualidade dos dados. Deste processo de manipulação resultaram um conjunto de mapas parciais, tais como mapa de cobertura sísmica, mapa de cobertura de poços, mapa cultural, mapa de reservatório, mapa de estrutura, e mapa de migração. Estes mapas parciais foram produzidos de forma a reunir todas as condições para avaliar a taxa de sucesso de exploração de hidrocarbonetos.

O presente trabalho demonstra a aplicabilidade de ferramentas SIG aplicadas à exploração de hidrocarbonetos, permitindo uma melhor caracterização do risco de exploração numa bacia madura. O resultado desta avaliação foi a elaboração de um mapa de risco de exploração, que traduz a probabilidade de sucesso geológico para a área de estudo.

Dos resultados deste trabalho, foi ainda elaborada uma folha de cálculo de volumes de hidrocarbonetos, para exemplificar o processo de análise de risco como auxiliar do processo de decisão em fases de exploração.

Para a realização deste projecto foi determinante compreender como funcionam e para que servem os *softwares* SIG, bem como um conjunto de disciplinas que contribuem para a geologia do petróleo e todos os elementos e processos condicionantes à formação de condições para gerar e acumular hidrocarbonetos, temas estes que serão abordados no capítulo 2 e 4 respectivamente.

CAPÍTULO 2 – SISTEMAS DE INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA

Ao longo do tempo tem-se vindo a constatar as vantagens de utilizar plataformas SIG em Geociências, pois trabalham directamente e essencialmente com dados espaciais.

Os Sistemas de Informação Geográfica (SIG) têm a capacidade de integrar, gerir e visualizar diversos tipos informação, que os torna muito importantes para o sucesso de várias entidades como por exemplo a Indústria Petrolífera.

A procura de óleo e gás é um processo muito visual, com uma grande carga de informação e muitas orientações espaciais, pelo que os *softwares* que trabalham numa plataforma SIG são dos mais indicados para processar toda a informação (Coburn e Yarus, 2000). É uma forma de conseguir agrupar um vasto conjunto de informação e de vários tipos (Ex. dados geocientíficos, relatórios, interpretações, imagens, entre outros), cruzando os dados de forma rápida e acessível, e obtendo um produto final de melhor qualidade e com menor custo. Ao mesmo tempo que se reduzem custos, há uma melhoria na exactidão dos mapas e flexibilidade de produtos. Os vários conjuntos de informação podem ser transformados em mapas multi-dimensionais, que levam mais uma vez a uma rápida e eficaz decisão (Coburn e Yarus, 2000).

Uma outra vantagem de utilização dos SIG é este ter acesso e ser capaz de cruzar vários tipos de dados que fisicamente residem em diferentes localizações ou que pertencem a grupos diferentes. Desta forma, permite uma correlação de dados, o que torna o trabalho do geocientista mais detalhado e completo. Uma aplicação geológica de uma correlação de dados de diferente natureza será, segundo os exemplos de Coburn e Yarus (2000), a comparação estatística de um mapa de produção de gás com mapas de variáveis como a porosidade, a permeabilidade e o tipo de rocha; e ainda outro exemplo será a avaliação da relação espacial entre falhas e a composição de amostras de água de formação de poços; um terceiro exemplo poderá ser a avaliação entre a densidade da falha e os fluidos de migração, este exemplo poderá ocorrer na sequência do exemplo anterior. Contudo têm também aplicações mais simples como a georreferenciação de dados. Um exemplo disso são as correcções das localizações de

poços numa dada área a partir de uma base de dados que reúne as coordenadas desses mesmos poços.

Uma aplicação importante na Indústria Petrolífera é a criação de *layers* de mapas (geologia de superfície e modelos digitais de elevação, interpretação da geologia de subsuperfície), ou seja, o cruzamento de vários mapas e envolvendo interfaces de novas bases de dados, diagrfias de poços e informação sísmica (Coburn e Yarus, 2000).

Em suma, a aplicação de Sistemas de Informação Geográfica (SIG) à exploração de hidrocarbonetos, ou seja, a este projecto em concreto, é extremamente útil, uma vez que, como já foi referido, permite o cruzamento de informação variada, incluindo a aceitação de bases de dados construídas noutros programas, o seu tratamento simples, rápido e eficaz, a construção de mapas, georreferenciação de informação de diversos tipos e ainda a construção de modelos simples ou evolutivos que permitem caracterizar, classificar e avaliar o risco de exploração de hidrocarbonetos, bem como analisar um conjunto de variáveis e estruturas associados à exploração hidrocarbonetos.

CAPÍTULO 3 – PROSPECÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A prospecção de hidrocarbonetos é elaborada num trabalho colectivo e multidisciplinar entre diversas áreas da geologia, geofísica e geoquímica. Este trabalho conjunto é realizado para uma determinada área ou concessão, de tal forma que se encontre um prospecto com evidências que justifiquem do ponto de vista económico realizar sondagens de pesquisa ou de exploração. Se a área escolhida for propícia para exploração, planeia-se a cobertura de poços para exploração naquela área, ou seja, se se descobrirem quantidades de hidrocarbonetos que sejam economicamente viáveis, serão então perfurados novos poços (poços de produção) de forma a otimizar a extracção dos hidrocarbonetos a partir do reservatório. O número e a distribuição destes poços dependem da extensão da área de exploração, da profundidade e qualidade do reservatório, das propriedades do fluido (ex. viscosidade, grau API, etc.), do mecanismo de injeção para manter o óleo em circulação, e dos débitos expectáveis (Gomes e Alves, 2007).

Os poços de exploração ou de pesquisa são a única forma de validar o modelo conceptual de exploração (Gomes e Alves, 2007). É com base neste tipo de poços que se obtêm as evidências concretas da existência ou não de hidrocarbonetos e, no caso de existirem, se são em quantidades comerciais. Com a aquisição de dados retirados destes poços e posteriormente submetidos a diversos testes, poderá determinar-se a quantidade de poços necessários para extrair a acumulação de hidrocarbonetos contida no reservatório. Desta forma, e com base no rigor da informação obtida com a realização de poços de pesquisa, é possível estimar, com diferentes graus de certeza, os locais ou áreas onde se devem realizar mais poços, de forma descobrir possíveis jazigos de hidrocarbonetos.

No entanto, para se chegar à fase de produção, terá que se realizar em primeiro o reconhecimento geológico, o reconhecimento geofísico e o reconhecimento geoquímico da área de exploração. Este último não entra em consideração para este trabalho. A integração destes estudos permite a avaliação da necessidade de se realizarem poços de pesquisa.

3.1 – Reconhecimento geológico

A primeira fase do reconhecimento geológico, em terra, consiste no mapeamento da geologia de superfície usando essencialmente fotografias aéreas ou de satélite e mapas topográficos de superfície. Quando não existem estas informações base, é necessário enviar um geólogo à área que se pretende explorar de forma a elaborar uma cartografia do local. Esta cartografia consiste na identificação das formações existentes, obtenção de dados biostratigráficos, cronostratigráficos, identificação da sequência deposicional e ambiente associado, bem como a caracterização tectónica (dobras, falhas, entre outros) (Gomes e Alves, 2007). São também retiradas amostras dos afloramentos existentes na área de estudo para se realizarem testes em laboratório, de forma a completar o estudo efectuado no campo.

3.2 – Reconhecimento geofísico

O reconhecimento geofísico é efectuado segundo vários métodos, que geralmente incluem métodos gravimétricos, magnéticos e métodos sísmicos (que se dividem ainda em sísmica de reflexão e sísmica de refração). O método geofísico mais comum na indústria petrolífera é a sísmica de reflexão e este será o único método abordado, concordantemente com o que é necessário compreender para este trabalho.

Existem duas razões para se adquirir sísmica de reflexão numa determinada área (Gomes e Alves, 2007). A primeira é a necessidade de determinar, com detalhe, a ocorrência de estruturas geológicas no subsolo. Assim, e baseado também no trabalho feito pelo geólogo no campo, determinam-se as estruturas existentes, bem como as suas geometrias e as suas anisotropias em termos de falhas. Em segundo lugar é necessário adquirir informações relativas às propriedades petrofísicas das rochas do subsolo. Este tipo de informação obtém-se a partir do sinal sísmico e determinam-se, por exemplo, a porosidade da rocha.

O método da sísmica de reflexão baseia-se no princípio da propagação de ondas sísmicas no subsolo (Gomes e Alves, 2007). Os princípios físicos subentendidos para a propagação sísmica são os mesmos dos estudos sismológicos de terremotos.

As ondas geradas são induzidas artificialmente num determinado local, de uma forma controlada e com parâmetros bem estipulados e ajustados aos objectivos pretendidos. Estas ondas podem ser induzidas em terra (*onshore*) por vibradores mecânicos ou por explosivos (dinamite) enquanto no mar (*offshore*) e em lagos, através de expansores de ar comprimido (*airguns*). Em exploração petrolífera são os geofones (*onshore*) (Fig. 1) ou os hidrofones (*offshore*) que registam as ondas sísmicas recebidas sob a forma de sismograma (registo gráfico) ou secção sísmica (Gomes e Alves, 2007).

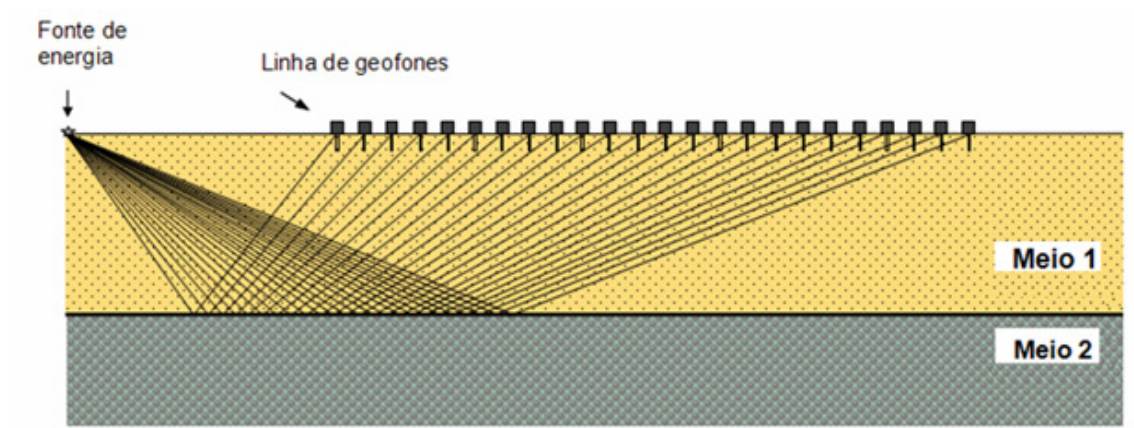


Fig. 1 – Aquisição sísmica (<http://tecnopetrobr.blogspot.com/2008/11/ssmica-de-reflexo.html>).

Em prospecção petrolífera, os geofones são, por norma, distribuídos segundo uma linha recta, equidistantes uns dos outros e a determinada distância da fonte de energia. O sinal que chega aos geofones é posteriormente processado e corrigido, de tal forma que resulta numa imagem sísmica ou perfil sísmico (Fig. 2) que se assemelha a uma secção geológica mas, em vez de apresentar unidades geológicas, apresenta unidades sismostratigráficas, que, por sua vez, são diferenciadas no perfil sísmico pela forma como a unidade rochosa reflecte a onda sísmica (Gomes e Alves, 2007). Estas unidades sismostratigráficas podem ser identificadas como unidades geológicas. Para isso é necessário efectuar um poço na área onde foi adquirida a sísmica e fazer a correlação seguinte: Sabendo que determinada unidade geológica ocorre a

determinada profundidade, informação adquirida na furação do poço; e sabendo que determinada unidade sismostratigráfica se encontra a determinada profundidade, informação adquirida com a sísmica de reflexão e a profundidade é determinada pelo tempo que a onda sísmica demora a chegar aos geofones, pode-se fazer corresponder, pela profundidade a que as duas unidades se encontram, determinada unidade sismostratigráfica a determinada unidade geológica. Deste modo, é possível interpretar um perfil sísmico utilizando ou substituindo as unidades sismostratigráficas por unidades geológicas assemelhando-se a um perfil geológico normal (Fig. 3).

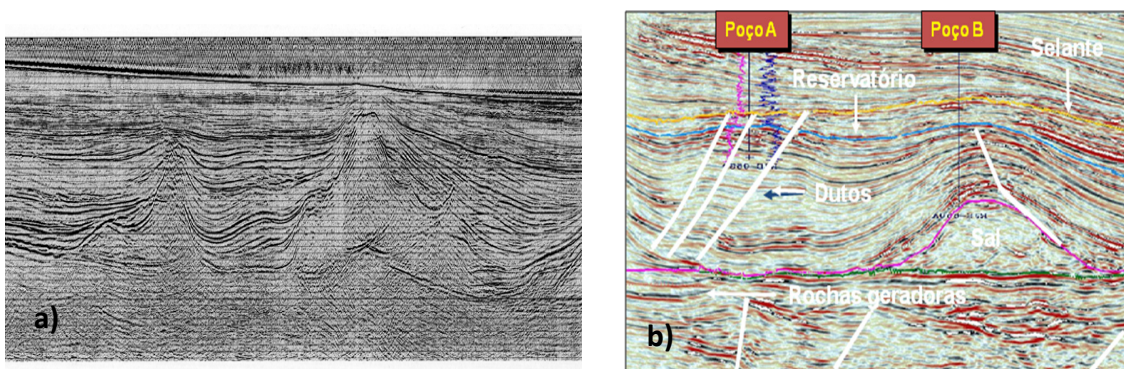


Fig. 2 – Perfil sísmico (a) e perfil sísmico interpretado (b)

(http://fadepe.com.br/restrito/conteudo_pos/petro_GEOLOGIA%20DE%20PETROLEO%20parte%201.ppt).

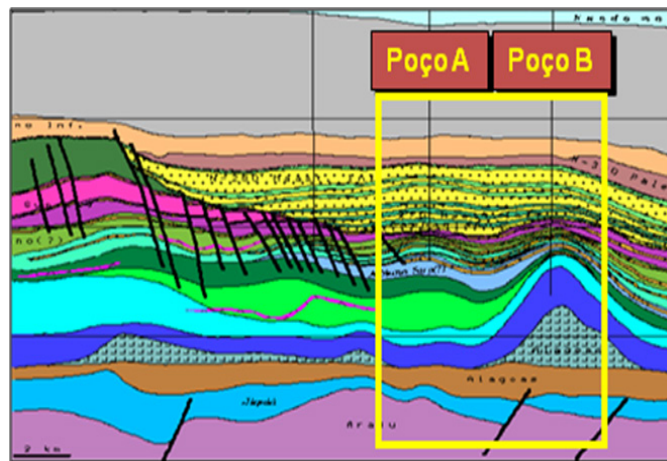


Fig. 3 – Perfil geológico referente ao perfil sísmico b)

(http://fadepe.com.br/restrito/conteudo_pos/petro_GEOLOGIA%20DE%20PETROLEO%20parte%201.ppt).

Este método é extremamente importante, uma vez que será possível avaliar o subsolo sem se recorrer à realização de poços. Estes serão realizados posteriormente

se a sísmica de reflexão e a geologia derem provas de que existe algo passível de ser explorado.

Os perfis sísmicos são geralmente realizados em percursos lineares (sísmica 2D) cobrindo geralmente uma área vasta.

A sísmica 3D (Fig. 4) é adquirida da mesma forma que a sísmica 2D mas, nas campanhas de sísmica 3D, a malha de linhas de geofones é muito mais apertada, ou seja, as linhas de geofones estão muito mais próximas umas das outras e estão dispostas, por norma, em duas direcções assemelhando-se a forma da malha a um quadrado. Esta malha é disposta de maneira a que o ruído sísmico seja menor, o que traduz maior resolução e melhor qualidade, conseguindo-se detectar, por exemplo, fracturas de pequenas dimensões e meandros de rios antigos soterrados por exemplo a 450m de profundidade, o que não se detecta em sísmica 2D. As campanhas de sísmicas 3D são, no entanto, campanhas que têm custos bastante elevados mas, com base em informações anteriores sobre a área em estudo, pode justificar-se adquiri-la apesar dos custos tão elevados.

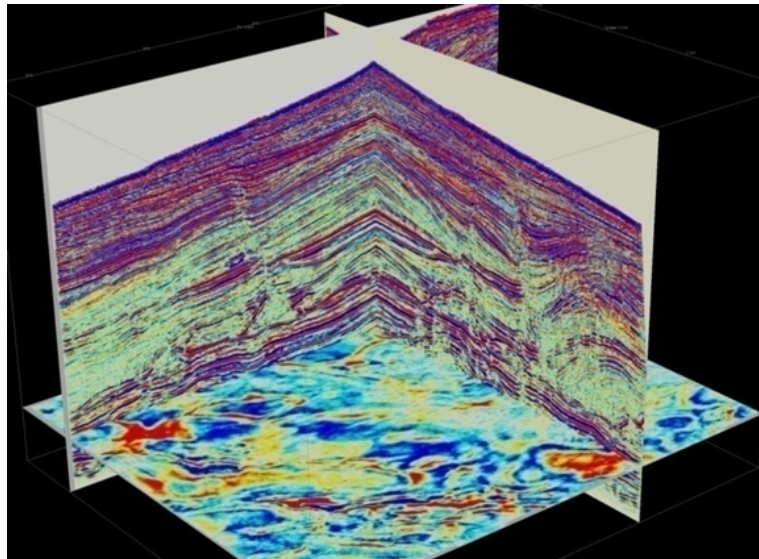


Fig. 4 – Secção sísmica 3D (<http://www.ntt.eng.br/pt/>).

CAPÍTULO 4 –GEOLOGIA DO PETRÓLEO E SISTEMAS PETROLÍFEROS

A geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos é um processo que decorre ao longo de milhões de anos e depende da conjugação de vários factores que devem ocorrer em determinada ordem no tempo geológico. Os principais factores são a existência de sedimentos ricos em matéria orgânica, a existência de condições de pressão e temperatura, verificadas em profundidade, que permitam a geração de hidrocarbonetos, e a circulação destes até zonas de formações porosas e permeáveis devidamente confinadas por estruturas geológicas capazes de reter fluidos (Gomes e Alves, 2007).

Por ordem cronológica de eventos geológicos surgem a Geração, a Migração e a Acumulação de hidrocarbonetos. O tempo necessário para o processo geração-migração-acumulação é o mesmo que a idade do sistema petrolífero (Magoon e Dow, 1994).

Para se descobrir um Sistema Petrolífero é necessário reunir um conjunto de processos e elementos que ocorreram, mais uma vez, numa determinada ordem no tempo, e que são fundamentais para a descoberta de campos de hidrocarbonetos. Os processos e elementos essenciais de um Sistema Petrolífero estão enumerados na tabela seguinte e serão abordados em detalhe no decorrer deste capítulo:

SISTEMA PETROLÍFERO	
<u>PROCESSOS</u>	<u>ELEMENTOS</u>
Formação de Armadilhas;	Rocha Geradora;
Geração-Migração-Acumulação.	Rocha Reservatório;
	Rocha Selante.

4.1 – Hidrocarbonetos

Os hidrocarbonetos são compostos químicos orgânicos constituídos essencialmente por átomos de Carbono e Hidrogénio, com quantidades menores de outros elementos químicos.

As diferentes composições de hidrocarbonetos distinguem-se pelo número de átomos de Carbono e Hidrogénio e pela maneira como estes se posicionam entre si nas moléculas de um composto. Assim, podem ocorrer na Natureza sob o estado líquido, gasoso ou sólido e encontram-se normalmente a impregnar os espaços vazios de rochas sedimentares. Temos como exemplo no estado gasoso o Gás Natural, no estado líquido o Petróleo bruto e no estado sólido os Asfaltos, Betumes e Parafinas.

Num sentido mais lato, a designação de Petróleo abrange todas as ocorrências ou concentrações naturais de hidrocarbonetos, qualquer que seja o estado físico em que se encontrem. Num sentido restrito, e o mais correcto, designa-se por Petróleo aos hidrocarbonetos que ocorrem naturalmente no estado líquido (*Crude Oil*).

Existem diversas classificações de hidrocarbonetos, algumas das quais serão abordadas no ponto seguinte. No entanto, os petróleos podem ser classificados de acordo com a sua densidade (Gomes e Alves, 2007), sendo que o *American Petroleum Institute* (API) elaborou uma escala de densidades, expressa em graus de forma a diferenciar os vários tipos de hidrocarbonetos. De acordo com a escala API, a densidade dos petróleos varia entre 5° e 55°, sendo que a água apresenta, normalmente, uma densidade API de 10°. Ainda segundo os autores referidos anteriormente, um crude leve tem um API de 42° a 55° e por norma são transparentes, ricos em gasolina e muito valiosos. Os petróleos densos e viscosos, de cores muito escuras, apresentam um grau API de 5° a 17°, contêm grande percentagem de asfaltos e não são tão valiosos como os anteriores.

4.2 – Geração de hidrocarbonetos e Rocha Geradora

Segundo Magoon e Dow (1994), o primeiro elemento geológico necessário para a formação de hidrocarbonetos é a existência de uma bacia sedimentar, ou seja, uma depressão preenchida por rochas sedimentares. A presença de rochas sedimentares é uma prova de que existiu uma bacia sedimentar. A denominação de bacia é, por vezes, utilizada geograficamente com o significado de Província Petrolífera, termo usado para uma área onde ocorrem hidrocarbonetos em quantidades comerciais.

Ainda de acordo com os dois autores mencionados, a bacia, formada por quaisquer processos tectónicos, é delineada pelo embasamento, que pode ser de origem ígnea, metamórfica e/ou sedimentar. O preenchimento da bacia inclui a componente rochosa, a orgânica e a água depositada nesta depressão. Em alguns casos, como com o carvão e alguns depósitos de carbonato, o material sedimentar é formado *in situ*. Os elementos essenciais de um sistema petrolífero são depositados na bacia sedimentar, ao longo de milhares de anos.

As rochas sedimentares podem ter origem em diversos tipos de rochas transformadas em sedimentos e que podem ter sido transportados de fontes, mais ou menos, afastadas da localização da bacia. Estes sedimentos sofrem erosão, são transportados pela acção do vento, das ondas, dos rios, entre outros, e são posteriormente depositados segundo estratos sedimentares. No decorrer da sedimentação, os sedimentos vão sendo soterrados, aumentando a sua compactação e transformando-se, ao longo do tempo geológico, numa rocha sedimentar estratificada e sólida (Gomes e Alves, 2007). É por estes estratos que os hidrocarbonetos vão percolar (migrar) ou até mesmo armazenar-se.

O primeiro processo de formação de hidrocarbonetos consiste na deposição de sedimentos de natureza mineral e de restos orgânicos de plantas, animais e organismos marinhos (microalgas, plâncton e outros organismos mais evoluídos) em bacias sedimentares. Estas bacias estão situadas em fundos marinhos ou em grandes lagos, uma vez que estes correspondem a ambientes de baixa energia e sem oxigenação (anóxicos), e cujas características permitem a conservação da matéria orgânica depositada até esta ser totalmente coberta por sedimentos, que

normalmente são de argila. É nesta altura que os sedimentos com a matéria orgânica começam a sofrer um conjunto de transformações físicas e químicas que se designa por Diagénese (Fig. 5).

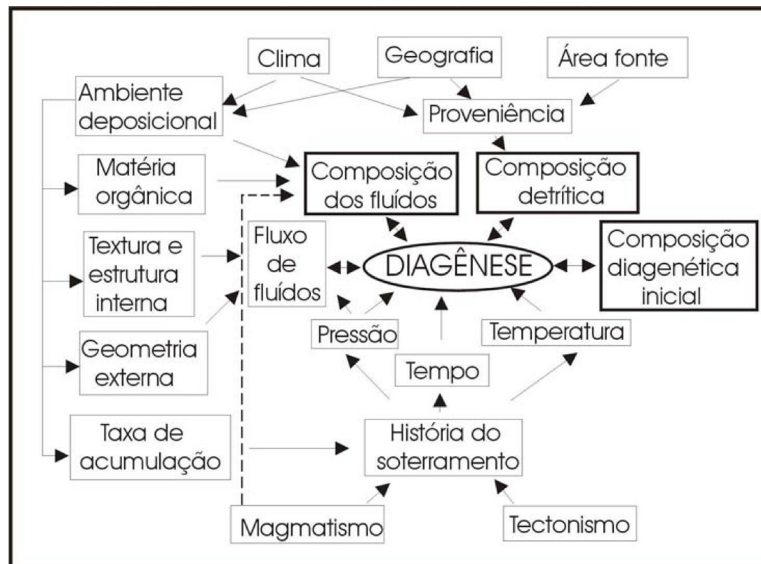


Fig. 5 – Representação da inter-relação dos parâmetros controladores na diagénese (Klein e Mizusaki, 2007).

A transformação da matéria orgânica que foi preservada e que se encontra disseminada nos sedimentos é um fenómeno químico e físico e ocorre em função da temperatura, da pressão, do tempo e da natureza do material orgânico inicialmente depositado. A matéria orgânica transforma-se, como resultado dos diversos processos diagenéticos, em Gás Biogénico (Metano) – derivado de detritos de plantas terrestres (material orgânico húmico), e num material rico em hidrocarbonetos sólidos muito pesados designado por Querogénio (*Kerogen*) – derivado de algas ou outros organismos marinhos (material sapropélico).

O querogénio corresponde ao conteúdo de Carbono Orgânico que é insolúvel em solventes orgânicos. Corresponde a cerca de 80 - 90% do TOC – Teor Total de Carbono Orgânico. Este é um dos indicadores do potencial gerador de uma rocha. A classificação do querogénio é determinada pelo ambiente de deposição e pela natureza do material que o originou. Assim, classificam-se em quatro grandes grupos – tipos I, II, III e IV (Fig. 6).

Tipo	Ambiente(s)	Origem do Material Orgânico	Composição	Hidrocarbonetos Resultantes
I	lacustre e marinho	algas, plâncton, transformação bacteriana	rico em hidrogénio e pobre em oxigénio	petróleo; também pode produzir gás
II	marinho profundo (ambientes redutores)	plâncton processado por bactérias	rico em hidrogénio e pobre em carbono	pode gerar ambos: petróleo e gás
III	terrestre ou marinho	detritos de plantas	pobre em hidrogénio e rico em oxigénio	gás seco
IV	pântanos ou solos	sedimentos antigos redepositados depois da erosão	matéria orgânica residual rica em carbono e quase nenhum hidrogénio	nenhum potencial para gerar hidrocarbonetos

Fig. 6 – Descrição sumária dos vários tipos de Querogénio existentes numa rocha mãe (Gomes e Alves, 2007).

As rochas sedimentares ricas em querogénio, mais de 0,5% de TOC, designam-se por Rochas Geradoras (ou Rochas Mãe) por poderem gerar grandes quantidades de hidrocarbonetos como resultado de reacções químicas. Estas reacções dependem da profundidade e temperatura a que se encontram, que decompõem o querogénio em hidrocarbonetos de peso molecular menor (Fig. 7). O factor mais importante para a geração de hidrocarbonetos a partir de rochas sedimentares ricas em matéria orgânica sedimentar fóssil (MOSF) é a temperatura, e só aos 60° C se começa a formar óleo (Gomes e Alves, 2007). Sabe-se que a temperatura está sempre associada à profundidade, salvo raras excepções em que a temperatura é elevada a baixa profundidade (como, por exemplo, a existência de uma intrusão ígnea ou salífera). Em condições normais, designa-se por zona imatura às zonas de profundidades inferiores a um quilómetro, onde não existe geração de petróleo mas poderão existir grandes volumes de metano puro devido às reacções de bactérias anaeróbias com a matéria orgânica. A actividade bacteriana decresce com a profundidade e com o aumento da temperatura e é por esta razão que a produção de gás é praticamente inexistente em profundidade.

A geração de petróleo é geralmente iniciada a cerca de 60° C, atinge o seu máximo aos 90° C e termina aos 175° C. Os petróleos pesados e viscosos são gerados a baixas temperaturas enquanto os petróleos leves são gerados a altas temperaturas (Gomes e Alves, 2007). Acima dos 175° C, o petróleo tende a transforma-se em grafite (carbono puro) e gás natural. Esta é uma transformação rápida e irreversível e toda a matéria orgânica origina gases a estas temperaturas que se designam por gases térmicos. Os gases húmidos (*wet gas*) são gerados na fase inicial e posteriormente, com o aumento da temperatura, formam-se os gases secos (*dry gas*).

Designa-se por Janela potencial de Óleo (*Oil Window*) e Janela potencial de Gás (*Gas Window*) ao intervalo de condições de pressão e temperatura favoráveis à rocha geradora formar, respectivamente, óleo ou gás. A geração de óleo e gases naturais corresponde ao intervalo de temperatura entre os 60° C e os 175° C, sendo que acima da janela potencial de óleo são formados gases biogénicos e abaixo são formados os gases térmicos (Gomes e Alves, 2007). A profundidade correspondente à janela potencial de óleo depende da região ou área onde se encontra e do seu gradiente geotérmico.

Algumas bacias sedimentares podem ser consideradas, do ponto de vista petrolífero, como estéreis. A ausência de matéria orgânica no decorrer da sedimentação da bacia poderá explicar a esterilidade da bacia uma vez que não ocorre geração de hidrocarbonetos sem matéria orgânica. Outra razão possível para explicar este facto, será a existência da rocha geradora em profundidades e temperaturas que não compreendem as necessárias para se encontrarem na janela potencial de óleo. Caso não seja atingida a janela potencial de petróleo, não existe geração do mesmo. Contudo, apesar de não ocorrer petróleo, a bacia poderá conter exclusivamente reservatórios de gás, mesmo que as rochas geradoras tenham origem sapropélica. Este fenómeno pode ocorrer devido ao elevado gradiente geotérmico da região, uma vez que a elevadas temperaturas os hidrocarbonetos líquidos são destruídos e forma-se gás térmico.

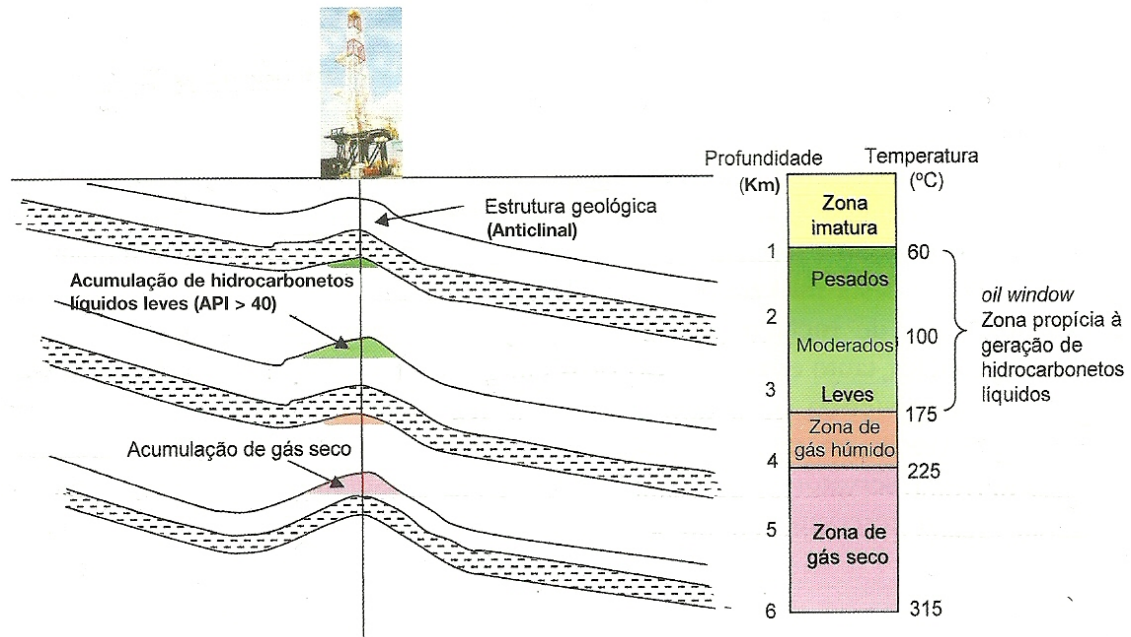


Fig. 7 – Geração de diferentes tipos de hidrocarbonetos de acordo com a profundidade e a temperatura (Gomes e Alves, 2007).

A rocha geradora pode ser de natureza argilosa, arenosa ou carbonatada, constituída por uma fracção mineral e outra fracção orgânica. No entanto, esta rocha também deve apresentar outras características como alguma porosidade (relação entre o volume de espaços vazios existentes numa rocha e o volume total dessa mesma rocha) e permeabilidade (capacidade de uma rocha se deixar atravessar por fluidos) baixa.

Com a continuidade da sedimentação, as camadas que estão a cobrir a matéria orgânica vão suportando cada vez mais peso e, devido ao aumento da pressão litostática, dá-se a subsidência das camadas e conseqüentemente o aumento da pressão e temperatura. É este aumento de temperatura que faz acelerar todo o processo de evolução do querogénio em hidrocarbonetos mais leves. Ao processo diagenético de transformação do querogénio em hidrocarbonetos dá-se o nome de Maturação (Fig. 8).

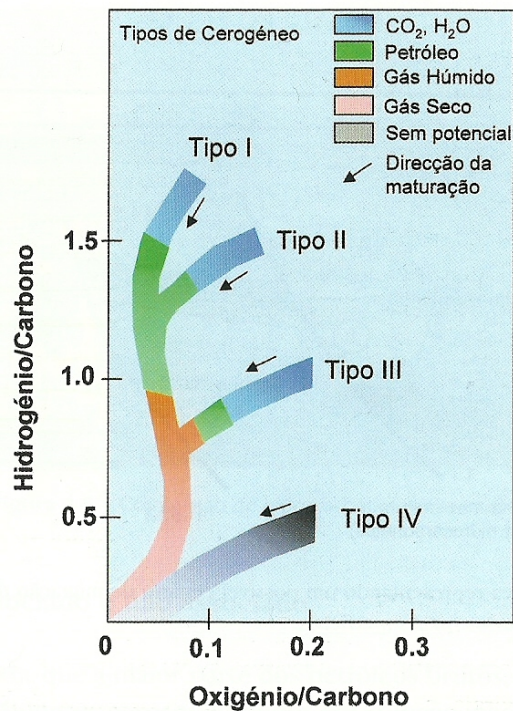


Fig. 8 – Evolução dos diferentes tipos de Querogénio e hidrocarbonetos resultantes com o aumento da temperatura e pressão (ao longo do processo de maturação) (Gomes & Alves, 2007).

O aumento da pressão vai favorecer a compactação dos sedimentos e a expulsão dos fluidos existentes nesses sedimentos (Fig. 9).

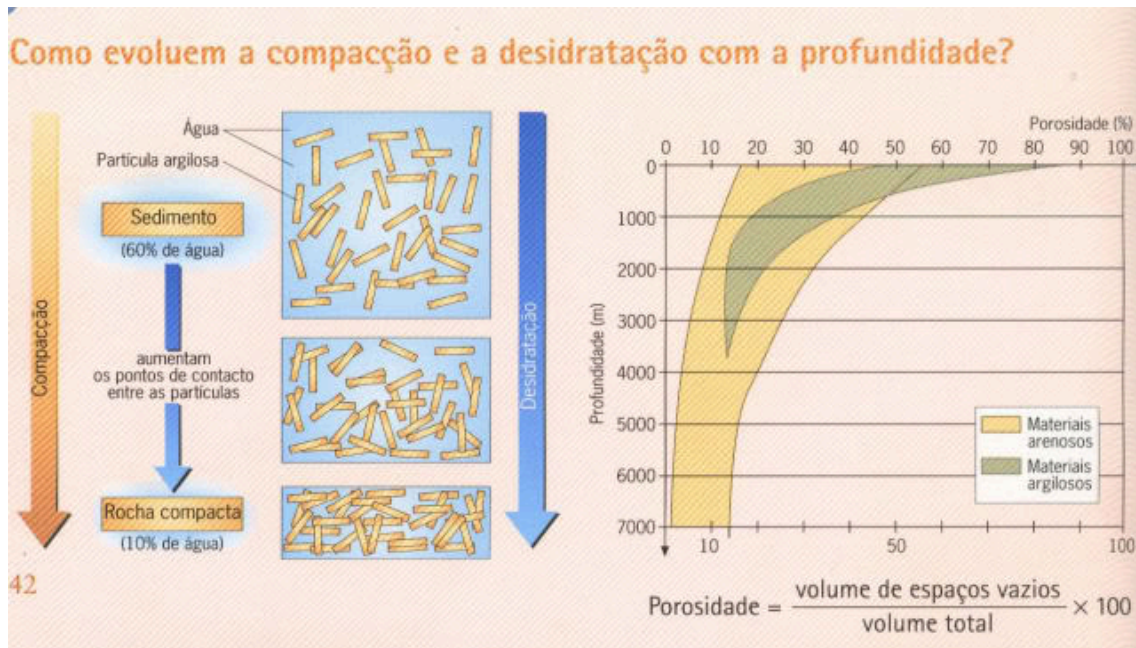


Fig. 9 – Compactação dos sedimentos e expulsão de fluidos

(<http://vaniateixeira.blogspot.com/2010/06/formacao-de-rochas-sedimentares.html>).

Entra-se então numa fase, na qual se verifica uma evolução dos sedimentos resultante de um novo incremento da pressão e temperatura, em que a tectónica regional poderá desempenhar um papel importante. Nesta fase, a composição e textura da fracção mineral é pouco afectada verificando-se as principais alterações ao nível da compactação das rochas. Esta fase designa-se por Catagénese. Devido à expulsão da água, há uma diminuição da porosidade e permeabilidade da rocha. Por outro lado, verifica-se um aumento significativo da salinidade da água intersticial.

À medida que a pressão vai aumentando, os hidrocarbonetos, que nesta altura já se encontram no estado líquido, vão sendo expulsos da rocha e vão misturar-se com a água de formação (aquela que ficou entre as partículas sólidas das camadas que foram soterradas). Como as moléculas dos hidrocarbonetos têm um peso molecular inferior às moléculas da água, os hidrocarbonetos acomodam-se sempre por cima da água.

4.3 – Migração de hidrocarbonetos

A capacidade de mobilidade dos hidrocarbonetos faz com que estes sejam susceptíveis de formar acumulações ou jazigos petrolíferos em locais relativamente distantes das formações que lhes deram origem.

Existindo, numa bacia sedimentar, formações geológicas capazes de gerar hidrocarbonetos (rocha geradora), a formação de um jazigo exige, antes de mais, que os hidrocarbonetos gerados durante a maturação da rocha geradora sejam expulsos e seguidamente encaminhados para rochas reservatório onde se fará a sua acumulação, se para isso existirem condições de retenção.

Ao processo de expulsão dos hidrocarbonetos desde a rocha geradora até ao reservatório dá-se o nome de Migração (Fig. 10), podendo esta ser primária ou secundária dependendo da forma e local onde se movimenta.

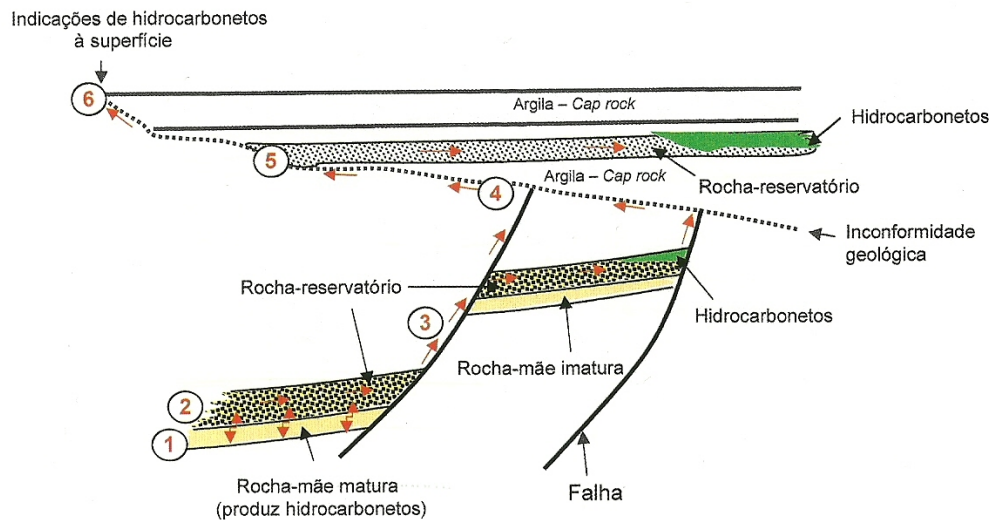


Fig. 10 – Secção geológica representando um possível cenário de migração de hidrocarbonetos desde a rocha geradora até aos reservatórios mais superficiais (Gomes & Alves, 2007).

Os hidrocarbonetos, contidos na rocha geradora, vão ser expelidos desta por dois processos:

1) As pressões geostáticas, incrementadas durante o processo de subsidência da rocha geradora, vão por si sós fazer com que a rocha sofra determinada compactação. Numa fase inicial, as partículas minerais constituintes da rocha não vão sofrer de imediato compactação, ocorre apenas a diminuição do espaço poroso entre as partículas (Gomes e Alves, 2007); Os hidrocarbonetos e a água contidos nos poros destas rochas vão sendo espremidos e consequentemente expulsos da rocha;

2) Numa segunda fase, o próprio processo de geração de hidrocarbonetos vai causar um aumento de volume na rocha mãe, o que resulta muitas das vezes na sua fracturação que, consequentemente, vai facilitar a migração primária dos hidrocarbonetos até zonas de mais baixa pressão.

A Migração Primária consiste na movimentação de partículas de hidrocarbonetos dentro da rocha geradora (*Source Rock*). Este processo é muito lento embora implique distâncias de circulação curtas comparativamente à migração secundária. Isto deve-se ao facto da rocha geradora ser pouco permeável e de o único actuante ser a pressão que condiciona a expulsão, de forma já individualizada, dos hidrocarbonetos e da água. Tanto a água como os hidrocarbonetos têm a tendência para percolar ao longo de camadas ou formações que ofereçam menos resistência à passagem de fluidos.

Dado o grande incremento da pressão, já existente como resultado do aumento do volume dos fluidos, dá-se a expulsão e o deslocamento dos hidrocarbonetos, o qual tenderá a migrar para zonas de pressão mais baixa. Encontramo-nos agora na Migração Secundária, em que os hidrocarbonetos tendem a migrar de poro em poro para as rochas adjacentes à rocha geradora, que serão, por sua vez, mais permeáveis que a última. A eficiência da migração, em termos de distância, pode depender de vários factores, entre os quais a forma como os poros das rochas estão interligados entre si (permeabilidade), da pressão hidrostática, da espessura da formação porosa e da presença ou não de uma formação impermeável no topo da formação porosa e permeável (reservatório). É durante esta migração ascensional, ao longo da interface de estratos sedimentares, que os hidrocarbonetos poderão ficar retidos numa armadilha geológica, se ela existir. A migração pode ocorrer através de falhas ao longo de centenas de quilómetros e caso não existam condições geológicas que impeçam a continuação da migração, a zona de pressão mais baixa é, em última instância, a superfície. Assim, formam-se as chamadas Nascentes de Petróleo (*Seeps*).

No entanto, a forma mais comum, é os hidrocarbonetos ficarem retidos por camadas ou estruturas impermeáveis, que dificultam a sua continuidade de mobilização em direcção à superfície. Os hidrocarbonetos tentam sempre procurar outro caminho por onde “escapar” em direcções de pressão mais baixas mas, uma vez não encontrado esse caminho, ficam retidos numa rocha que serve de reservatório para a acumulação dos hidrocarbonetos.

4.4 – Rocha Reservatório

As Rochas Reservatório são, por norma, rochas de natureza sedimentar, no entanto, qualquer rocha poderá funcionar como reservatório (Granitos ou Xistos fracturados, Basaltos vesiculados, entre outras com alguma permeabilidade e porosidade). A rocha reservatório (*reservoir rock*) é uma rocha porosa e permeável ou uma rocha na qual se desenvolveu um apreciável sistema de fracturas ou fissuras (Diaclasamento) que lhe confere a necessária capacidade de armazenamento e escoamento.

As rochas de grão fino podem apresentar alguma porosidade mas a sua permeabilidade é, normalmente, muito baixa como por exemplo as formações argilosas e carbonatadas de grão fino. No entanto, estas rochas podem tornar-se num bom reservatório se se encontrarem originalmente fracturadas. Estas fracturas são formadas por fenómenos de compressão e extensão, que ocorrem quando as rochas são dobradas em estruturas como anticlinais, por exemplo. As fracturas podem ocorrer por duas situações principais, nos planos axiais das dobras sujeitas a grande tracção ou distensão, e ao longo dos planos de falhas devido ao movimento dos dois blocos contíguos às mesmas. A rocha deixa de ser um bom reservatório quando as fracturas se encontram preenchidas por minerais secundários que impossibilitam a passagem de fluidos.

Na maioria dos casos, as falhas normais (Fig. 11) apresentam características que proporcionam a circulação de fluidos enquanto, as falhas inversas (Fig. 11), por terem sido originadas por compressão, apresentam os planos de falha muito comprimidos e portanto, a permeabilidade ao longo destes planos diminui. Estes planos de falhas são os que, por norma, separam e compartimentam os reservatórios em blocos distintos, em termos de pressão e fluidos (Gomes e Alves, 2007). Conclui-se que as falhas e fracturas podem tanto actuar como canais para a circulação de fluidos ou funcionar como barreiras de permeabilidade separando os reservatórios.

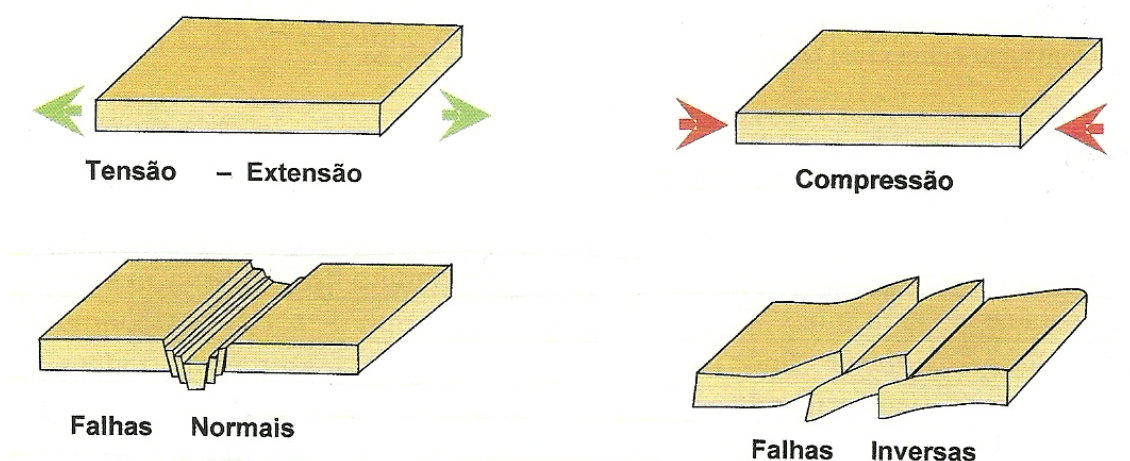


Fig. 11 – Esquema de falhas normais e inversas (Gomes e Alves, 2007).

Existem dois grandes grupos de reservatórios (Klein e Mizusaki, 2007): 1) os reservatórios carbonáticos, formados predominantemente por carbonatos originados de processos biológicos e bioquímicos; e os reservatórios detríticos que são normalmente arenitos e conglomerados e que representam antigos ambientes sedimentares de alta energia. Os calcários são um bom exemplo de rocha reservatório do grupo carbonático porque apresentam as características petrofísicas ideais, podendo a sua porosidade ser primária (calcários oolíticos, bioclásticos ou bioedificados) ou secundária (meteorização cárstica – processo de Dissolução ou fracturação). As rochas siliciclásticas são rochas formadas por diferentes tipos de grãos detríticos. As suas propriedades de permeabilidade e porosidade podem ser diminuídas ou aumentadas em função dos processos diagenéticos actuantes, especialmente no que respeita à compactação, precipitação e/ou dissolução de grãos detríticos e cimentos carbonáticos (Klein e Mizusaki, 2007).

A porosidade e a permeabilidade são características importantes das rochas por onde circulam e se geram os hidrocarbonetos. É a permeabilidade e a porosidade que conferem boas características hidráulicas à rocha reservatório.

Entende-se por permeabilidade a capacidade que uma rocha tem de se deixar atravessar por fluidos. Uma rocha é tanto mais permeável quanto melhor calibrados forem os grãos que a constituem. No entanto, a permeabilidade não se prende apenas com a textura, as zonas de fraqueza estrutural tais como falhas, fracturas ou diaclases também contribuem para o grau de permeabilidade da rocha.

A porosidade representa a relação entre o volume de espaços vazios existentes numa rocha e o volume total dessa mesma rocha, constituindo portanto um parâmetro que condiciona a capacidade de armazenamento dessa rocha. A porosidade pode ser Primária sendo, neste caso, tanto mais porosa quanto melhor calibrados forem os grãos que a constituem, ou pode ser Secundária quando resultante da dissolução dos grãos e do cimento que a constitui, gerando-se deste modo mais espaços. A Diagéneze representa um papel importante na porosidade das rochas. No entanto, a Diagéneze química pode favorecer tanto a precipitação de cimento como a sua dissolução, bem como a de grãos, criando ou destruindo espaços vazios numa rocha.

4.5 – Rocha Selante e formação de Armadilhas Geológicas

Não basta existir uma rocha com a capacidade de armazenamento para gerar acumulações de hidrocarbonetos de modo a que estes fiquem protegidos de quaisquer factores externos passíveis de os degradar, é necessário ocorrerem duas condições.

A primeira condição será o reservatório encontrar-se coberto e protegido por uma formação impermeável que interrompa o trajecto de migração dos hidrocarbonetos. Estas Formações são, por norma, de natureza argilosa, calcário-argilosa ou ainda salífera e designam-se por Rochas Selantes (*Seal Rock* ou *Cap Rock*).

Uma segunda condição é o conjunto reservatório-cobertura possuir determinada configuração geológica, de tal forma que evite a fuga lateral ou vertical dos hidrocarbonetos e assim, favorecer a acumulação local dos mesmos. A esta estrutura geológica chama-se Armadilha (*Trap*).

Existem vários tipos de armadilhas devendo-se a sua classificação a vários factores como a simples geometria da formação, a variação de fácies no sentido de uma menor permeabilidade, ao seu biselamento contra o selante ou outras formações também impermeáveis, ao contacto lateral entre o reservatório e uma formação impermeável por efeito de uma falha, entre outros. Tendo em conta todos estes e outros factores as armadilhas classificam-se em Armadilhas Estruturais (anticlinais, falhas, domas salíferos) (Fig. 12 e 13), Armadilhas Estratigráficas (recifes, canais de arenito, discordâncias angulares) (Fig. 14), e ainda Armadilhas Mistas (uma combinação das anteriores).

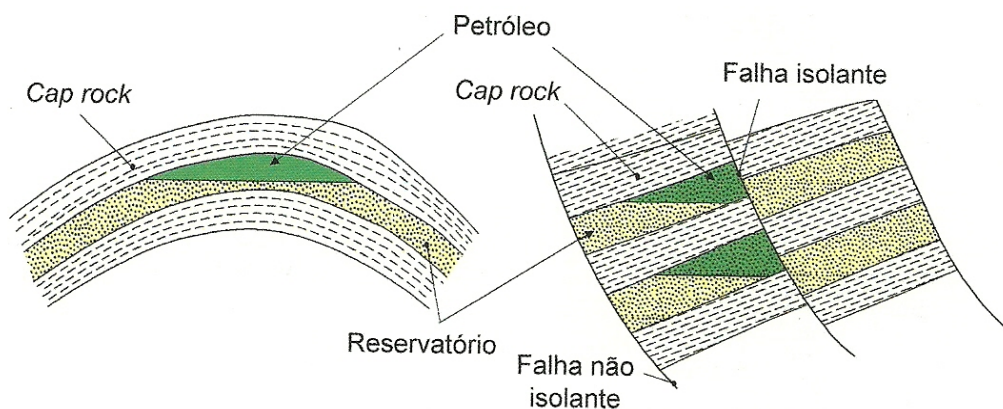


Fig. 12 – Armadilhas estruturais formadas pela deformação da rocha; dobras (lado esquerdo) e falhas (lado direito) (Gomes & Alves, 2007).

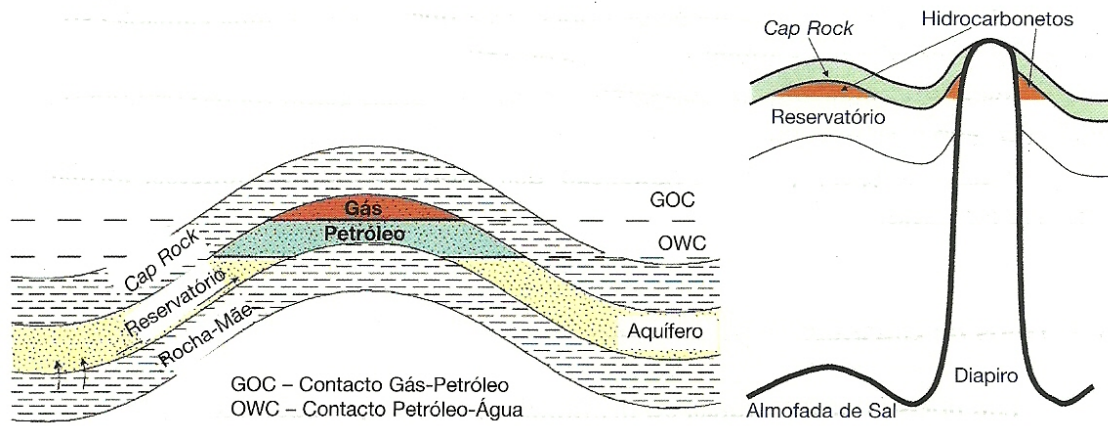


Fig. 13 – Exemplos de armadilhas estruturais (Gomes & Alves, 2007).

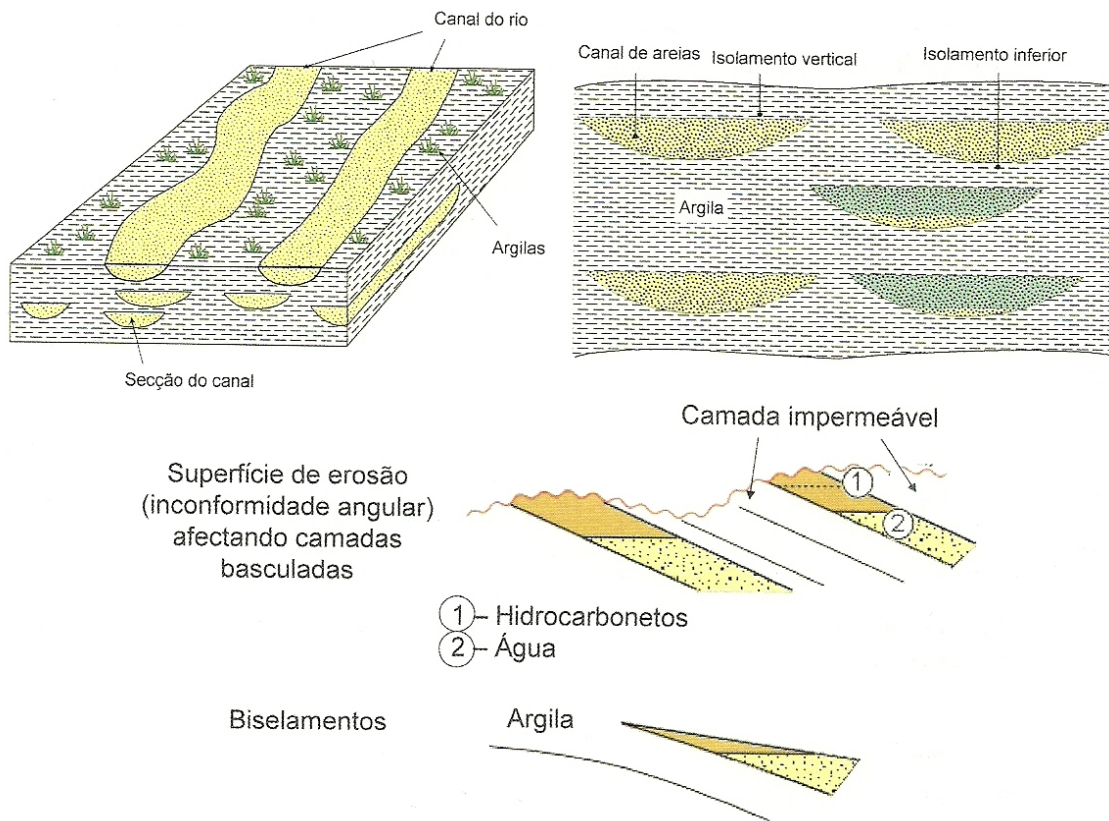


Fig. 14 – Tipos de armadilhas estratigráficas (Gomes & Alves, 2007).

A acumulação de hidrocarbonetos só acontece se todos estes processos e elementos descritos até agora ocorrerem segundo uma determinada ordem ao longo do tempo geológico. No caso de coexistirem reservatório e armadilha geológica, estamos na presença de uma estrutura com potencial petrolífero.

4.6 – Sistema Petrolífero

Um Sistema Petrolífero é um sistema natural que inclui uma rocha geradora, uma rocha reservatório e um selante, bem como todas as condições geológicas actantes numa bacia sedimentar, necessárias à existência de acumulações de hidrocarbonetos (Jazidas Petrolíferas) (Magoon e Dow, 1994). Se isto acontecer, formam-se as Jazidas Petrolíferas (acumulações de hidrocarbonetos) cujo volume pode ser estimado através do volume do reservatório, ou seja, é possível calcular as reservas *in situ* e reservas recuperáveis, bem como determinar a sua viabilidade económica.

O conceito de sistema petrolífero não se refere a valores volumétricos (Otis e Schneidermann, 1997), no entanto, a partir do momento em que se identifica e determina um sistema petrolífero associado a determinada acumulação de hidrocarbonetos, e com a ajuda de dados geofísicos e petrofísicos é possível estipular os volumes das acumulações de hidrocarbonetos.

Para identificar um sistema petrolífero (Fig. 15) é necessário encontrar-se hidrocarbonetos, como descreve Magoon e Beaumont (1999). Qualquer quantidade de hidrocarbonetos, por mais pequena que seja, é a prova da existência de um sistema petrolífero. Uma nascente de hidrocarbonetos, vestígios de gás ou óleo num poço, ou ainda uma acumulação de gás ou óleo demonstram a presença de um sistema petrolífero.

Passos	Tarefa	
1	Encontrar indícios da presença de petróleo.	
2	Determinar a dimensão do sistema petrolífero pelos seguintes passos:	
	Passos	Tarefa
	a	Agrupar as ocorrências de petróleo geneticamente relacionadas através das características geoquímicas e das ocorrências estratigráficas.
	b	Identificar a origem usando correlações de rochas geradoras de petróleo.
	c	Localizar a área geral da parte activa da rocha geradora responsável pelas ocorrências de petróleo geneticamente relacionadas.
d	Elaborar uma tabela de acumulações para determinar a quantidade de hidrocarbonetos presente no sistema petrolífero e qual a rocha reservatório que contém a maioria do petróleo.	
3	Atribuir um nome ao sistema petrolífero.	
4	Atribuir um grau de confiança ao sistema petrolífero.	

Fig. 15 – Passos para a identificação de um Sistema Petrolífero adaptado de Magoon e Beaumont (1999).

Um sistema petrolífero pode ser identificado em três níveis de incerteza: conhecido (*known*), hipotético (*hypothetical*) e especulativo (*speculative*) (Magoon e Dow, 1994). O nível de certeza indica o grau de confiança em uma certa parte da rocha geradora, activa e madura, ter gerado uma acumulação de hidrocarbonetos. No final do nome do sistema, indica-se o nível de certeza utilizando símbolos: (!) para conhecido, (.) para hipotético e (?) para especulativo (Magoon e Dow, 1994).

O termo Sistema descreve os elementos e processos interdependentes necessários à geração e acumulação de hidrocarbonetos (Magoon e Dow, 1994). Uma mesma rocha geradora pode originar diversos sistemas petrolíferos em inúmeros

reservatórios, se assim as características petrofísicas das rochas permitirem a migração de hidrocarbonetos até múltiplas zonas.

Um sistema petrolífero é limitado no tempo e espaço. Cada sistema pode ser descrito pelos elementos e processos, únicos no tempo e espaço (Magoon e Beaumont, 1999), ou seja, todos os elementos e processos têm que ocorrer numa determinada ordem cronológica, sendo um sistema petrolífero possível sempre que tal aconteça.

Os Elementos essenciais de um sistema petrolífero incluem a rocha geradora, a rocha reservatório e o selante (Magoon e Dow, 1994).

Os Processos consistem na formação de armadilhas e na geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos (Magoon e Dow, 1994).

4.6.1 – Aspectos Temporais de um Sistema Petrolífero

Num sistema petrolífero existem três aspectos temporais importantes, a idade, o momento crítico e o tempo de preservação (Magoon e Beaumont, 1999). A idade de um sistema é o tempo requerido para o processo geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos. Ao momento inicial chama-se Momento Crítico, isto é, o momento que melhor descreve a geração-migração-acumulação da maioria dos hidrocarbonetos. O tempo de preservação começa imediatamente a seguir ao processo de geração-migração-acumulação ocorrer e estende-se até à actualidade. Engloba qualquer mudança nas acumulações e características de hidrocarbonetos no decorrer deste período. Durante o tempo de preservação pode ocorrer a remigração, a degradação física e biológica, ou a destruição completa do petróleo (Magoon e Beaumont, 1999). Durante o tempo de preservação, o óleo remigrado pode acumular-se em rochas reservatório depositadas após se ter formado o sistema petrolífero. A remigração só existe durante o tempo de preservação se ocorrerem dobramentos, falhamentos, *uplift* ou erosão. Caso falhe algum dos elementos ou processos constituintes de um sistema petrolífero, este não existe.

4.6.2 – Extensão Geográfica e Estratigráfica de um Sistema Petrolífero

Cada sistema petrolífero pode ser definido pela sua extensão geográfica e estratigráfica (Magoon e Dow, 1994).

A extensão geográfica de um sistema petrolífero, no momento crítico, é definida pela linha que circunscreve o núcleo de rocha geradora activo e engloba todos os indícios de hidrocarbonetos, bem como as nascentes de petróleo e acumulações resultantes daquele núcleo de rocha geradora. A extensão estratigráfica de um sistema petrolífero abrange todas as unidades litológicas que incluem os elementos essenciais, dentro da extensão geográfica do sistema petrolífero.

O tamanho de um sistema petrolífero inclui o volume total de todos os hidrocarbonetos recuperados de uma única parte activa de rocha geradora. Este volume total é usado para comparar com outros sistemas petrolíferos e para determinar a eficiência do processo geração-acumulação. A eficiência da geração-acumulação é traduzida pela razão entre o volume total de petróleo aprisionado (*in-place*) num sistema petrolífero com o volume total de petróleo gerado numa única porção de rocha geradora activa (Magoon e Beaumont, 1999). Este tipo de estudo pode ajudar na procura de hidrocarbonetos em áreas próximas ou ainda em locais onde apresentem sistemas petrolíferos semelhantes a outros estudados anteriormente.

4.7 – Conceito de *Play* e Prospecto

O *Play* é uma parte fundamental do sistema petrolífero, e é reconhecido por ter uma ou mais acumulações de hidrocarbonetos identificadas por um carácter geológico de reservatório, armadilha e selante, tempo e migração, preservação, carácter comum de engenharia de localização, ambiente, e propriedades do fluido e do fluxo; ou uma combinação de todos. Os *plays* individuais têm características geológicas e de

engenharia únicas, e podem ser usadas como base para uma caracterização económica (Otis e Schneidermann, 1997).

Um *play* é parte de um sistema petrolífero, reconhecível por conter uma ou mais acumulações de hidrocarbonetos identificados por características comuns de geração, reservatório, armadilha, migração, *timing* e preservação (Otis e Schneidermann, 1997).

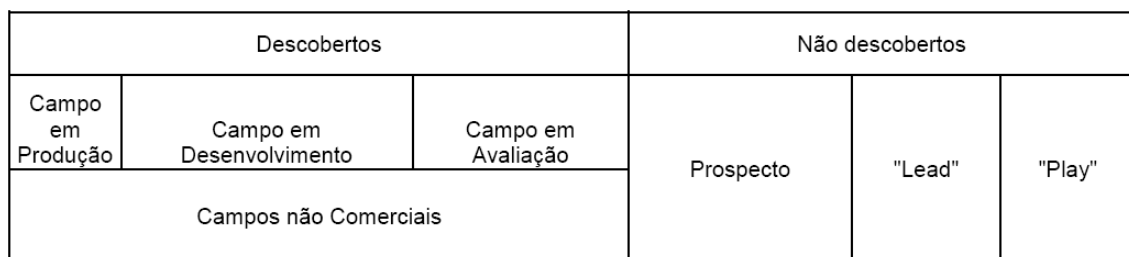
O avaliador deve definir e delinear cuidadosamente o *play* como um grupo de prospectos geologicamente coerente e que não contém nenhum risco individual anormal.

Um prospecto representa uma potencial acumulação individual. Cada prospecto entende-se como pertencente a um *play* individual, caracterizado pelas componentes de risco e uma distribuição probabilística dos volumes de potenciais hidrocarbonetos, contidos na armadilha (Otis e Schneidermann, 1997).

Ao contrário do *play* e do prospecto, que tratam de acumulações comerciais não descobertas, o sistema petrolífero inclui apenas as ocorrências de petróleo descobertas. Se num poço de exploração for encontrado qualquer tipo ou quantidade de petróleo, esse petróleo faz parte daquele sistema petrolífero.

O *play* e o prospecto são usados para apresentar um argumento geológico que justifique furar para acumulações de petróleo comerciais não descobertos.

O *play* consiste num ou mais prospectos relacionados geologicamente, e um prospecto pode ser uma armadilha potencial que deve ser avaliada furando para determinar se contém ou não quantidades comerciais de petróleo. Uma vez que o furo termina, o termo prospecto é largado e o local passa a denominar-se poço seco ou campo de produção (Fig. 16).



← Diminuição do Risco

Fig. 16 – Diagrama de McKelvy adaptado de Ross (1998).

CAPÍTULO 5 - ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO E GEOLÓGICO

A Bacia Potiguar está localizada no Nordeste do Brasil, abrangendo o Estado do Rio Grande do Norte e parte do Estado do Ceará (Fig. 15).

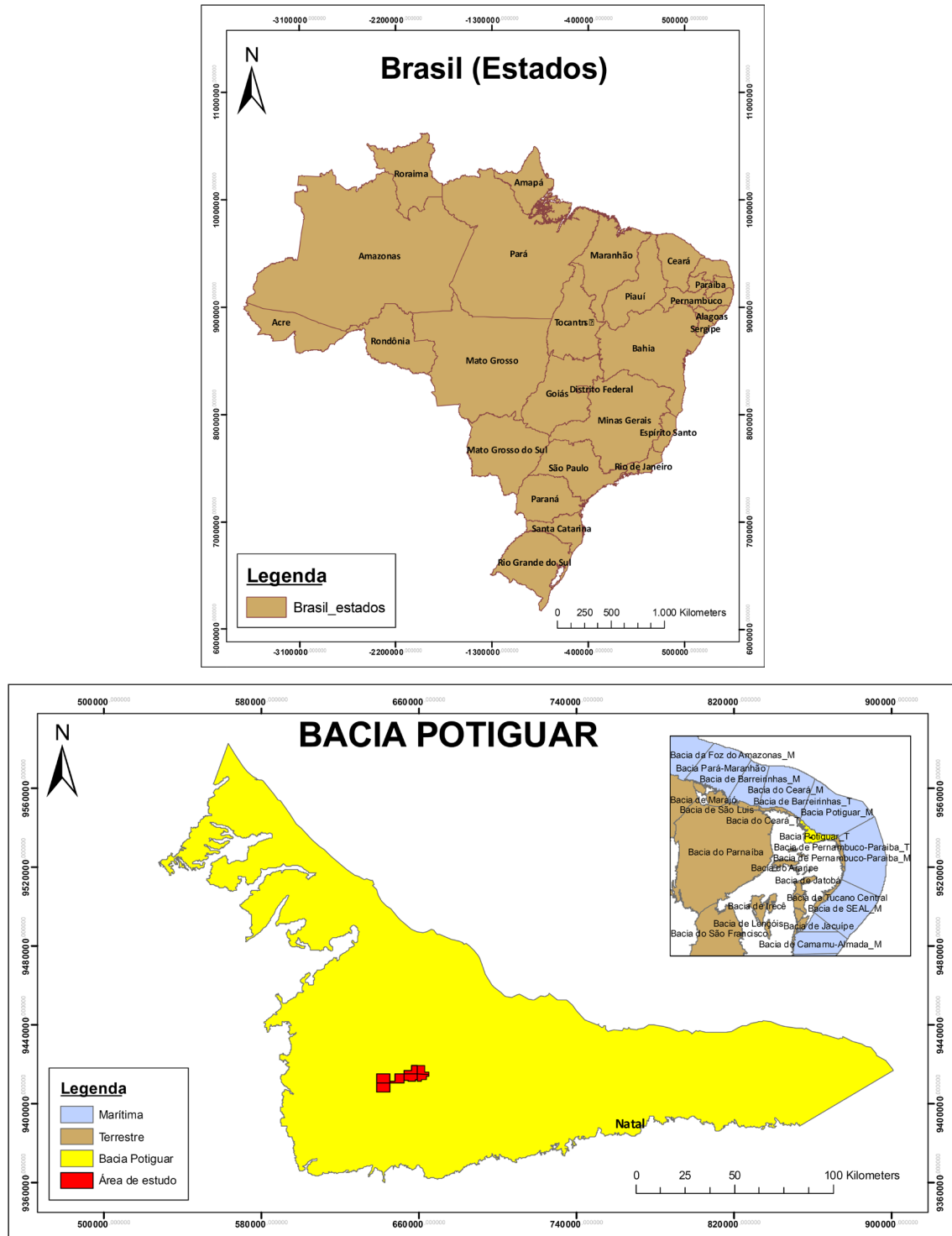


Fig. 15 – Localização geográfica da área de estudo.

É uma Bacia Rifte Cretácica, assimétrica transtensiva e de direcção aproximada SW-NE, caracterizada por uma depressão central e limitada a Norte pela “plataforma” de Aracati e a Sul pela “plataforma” de Touros (ANP, 2003, Soares e Rossetti, 2005). A origem da Bacia Potiguar está relacionada com a abertura do Oceano Atlântico Sul durante o Cretácico Inferior, separando assim a América do Sul de África (Trindade et al., 1992).

Existem, nesta bacia, três fases marcantes: a fase Rifte, de Transição e a fase Pós-Rifte. A fase Rifte é marcada pelos ambientes deposicionais fluvial, deltáico e lacustre, e corresponde às formações litostratigráficas Pendência, Rio Ceará-Mirim e Pescada. Na fase de Transição ocorrem as Formações Upanema, Alagamar, CPT e Galinhos e correspondem a um ambiente de deposição fluvial, deltáico e lagunar. A fase de Pós-Rifte é dominada pelos ambientes deposicionais fluvial e marinho, e corresponde às unidades litostratigráficas do grupo Apodi (formação Açú e Jandaíra, entre outros) e do grupo Agulha.

No que respeita às unidades principais que preencheram a parte emersa da bacia, por ordem de deposição da base para o topo, ocorre a Formação Pendência, a Formação Alagamar, a Formação Açú e a Formação Jandaíra (Fig. 16). A Formação Pendência é constituída por argilitos e arenitos, depositados em ambiente flúvio-deltáico a lacustre, de idade Berriasiana a Barremiana (Soares e Rossetti, 2005). Durante o Aptiano e o Albiano depositou-se a Formação Alagamar que é composta por arenitos e argilitos depositados em ambiente flúvio-deltáico com influência marinha na sua parte superior (Soares e Rossetti, 2005). A Formação Açú é constituída por arenitos e argilitos, depositados durante o Albiano e o Cenomaniano em ambiente flúvio-deltáico a lagunar. A Formação Jandaíra, constituída por sedimentos carbonatados, sem registo de uma possível secção proximal arenosa, depositou-se em ambiente francamente marinho entre o Turoniano e o Campaniano. Esta formação, tal como a Formação Açú pertencem à sequência deposicional *Post-Rift* que, por sua vez, é representada por uma sequência transgressiva de depósitos proximais, de plataforma e de talude (ANP, 2003).

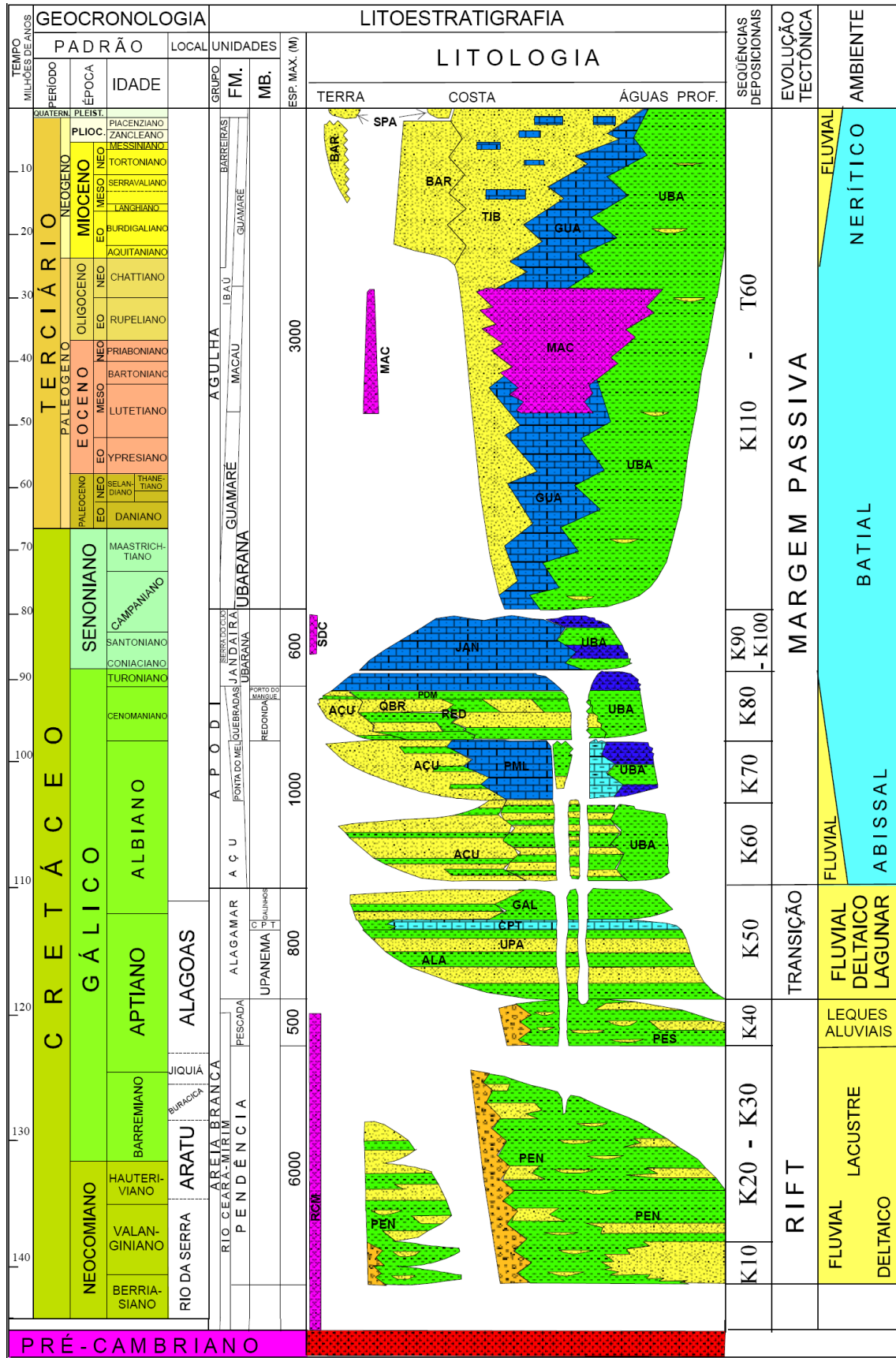


Fig. 16 – Coluna litoestratigráfica da Bacia Potiguar (ANP, 2003).

Quanto aos elementos do sistema petrolífero presentes na Bacia Potiguar e correspondentes à área de estudo, no sector localizado na zona Noroeste da Bacia, existem duas rochas geradoras principais: os sedimentos lacustres da Formação Pendência e, os argilitos negros carbonáticos e as margas da Formação Alagamar. No sector em estudo não se encontraram evidências da Formação Pendência e a Formação Alagamar apenas ocorre na zona Sul do sector, ver figura 17 (ANP, 2003). A migração de hidrocarbonetos desde as rochas geradoras até à rocha reservatório ocorreu através de falhas desde as Formações Pendência e Alagamar até à Formação Açú (ANP, 2003). Os principais reservatórios neste sector da bacia são os arenitos flúvio-deltáicos da Formação Açú. O selo nestes reservatórios é constituído por intercalações argilíticas da mesma formação (ANP, 2003).

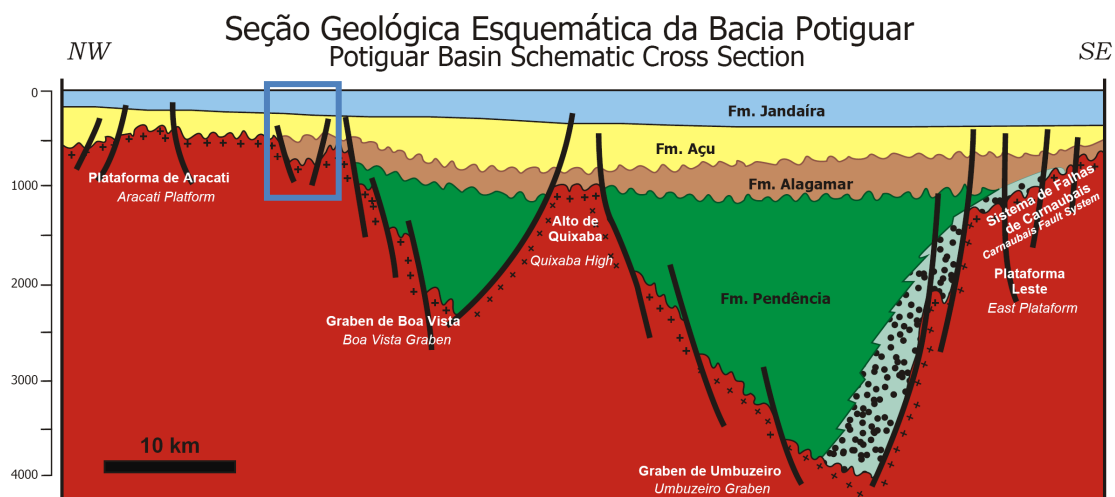


Fig. 17 – Corte Geológico esquemático da Bacia Potiguar evidenciada no quadrado azul a secção em estudo (ANP, 2003).

CAPÍTULO 6 – REDUÇÃO DOS RISCOS DE EXPLORAÇÃO

Como já foi referido no capítulo 2, num *play*, as acumulações de petróleo são comerciais e não descobertas. Num sistema petrolífero, as ocorrências de petróleo encontram-se e são descobertas (Magoon e Beaumont, 1999). Normalmente, um *play* é usado sem existir nenhum sistema petrolífero particular em mente. Contudo, quando um *play* é baseado num sistema petrolífero específico, é denominado *play* complementar (Magoon e Beaumont, 1999).

$$PS_{total} = PS_{parcial} + CP_1 + CP_2 + CP_3$$

Onde:

PS_{total} = sistema petrolífero com todas as acumulações descobertas

$PS_{parcial}$ = sistema petrolífero com apenas algumas acumulações descobertas

CP_1, \dots = os conceitos de *play* complementar (prospecto) usados para encontrar as restantes acumulações comerciais não descobertas do sistema petrolífero.

O processo de avaliação da exploração de hidrocarbonetos, ilustrado na figura 18, começa por estabelecer o conceito de *play*, descrito por quatro elementos: rocha geradora, reservatório, armadilha (incluindo o selante), e a dinâmica (tempo e migração).

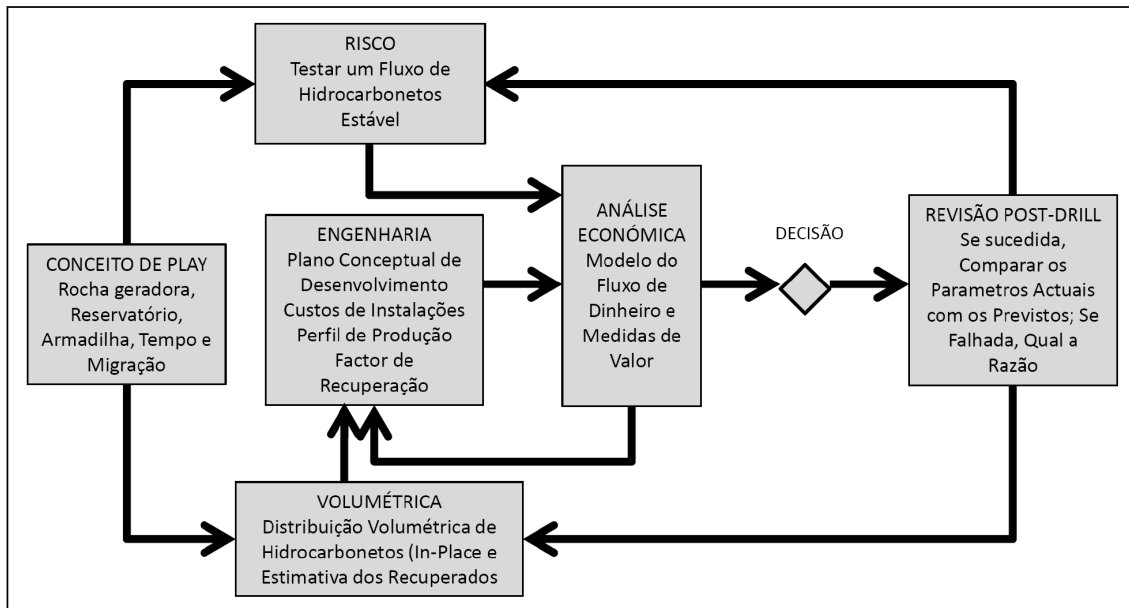


Fig. 18 – Avaliação da exploração (Otis e Scheneiderman, 1997).

Baseado nesta descrição e segundo os autores Otis e Scheneiderman (1997), o risco geológico é avaliado, e à probabilidade de encontrar hidrocarbonetos para produção é atribuído um valor entre 0.01 e 0.99 (Fig. 19). Ao mesmo tempo, o volume de hidrocarbonetos presente é estimado como a probabilidade da distribuição de volumes recuperados. O departamento de engenharia de uma companhia petrolífera fornece perfis de estimativas de produção, instalações e custos de transportes, que são então incorporados com o modelo económico do país, e o risco de gerar lucro/prejuízo corresponde a uma estimativa pessimista, média e optimista, a partir da distribuição de volumes recuperados (Otis e Schneidermann, 1997).

Avaliação		Convensional		Fronteira	
Mesmo Play Estrutura Adjacente	Mesmo Play Estrutura Próxima	Novo Play – Mesma Tendência Play Antigo – Nova Tendência		Novo Play – Nova Bacia ou Play com Dados Negativos	
Área de Produção		Área de Emergência		Área de Fronteira	
Delineação		Prospecto		Play	
RISCO MUITO BAIXO		RISCO BAIXO		RISCO ELEVADO	
1:2		1:4		1:8	
Avg. $P_g=0.75$		Avg. $P_g=0.375$		Avg. $P_g=0.183$	
				Avg. $P_g=0.092$	
				Avg. $P_g=0.05$	
P_g = Probabilidade de Sucesso Geológico					

Fig. 19 – Probabilidade de Sucesso Geológico (Otis and Schneiderman, 1997).

A avaliação da combinação *play*-prospecto ajuda a responder a uma das duas perguntas mais importantes acerca das áreas que serão seleccionadas para uma exploração mais rentável: Qual é a média futura da chance de prospecto, e quão grande será a extensão de futuras descobertas esperadas? (White, 1993)

De acordo com Magoon e Beaumont (1999), em exploração, o que se procura são áreas onde se pode encontrar quantidades substanciais de hidrocarbonetos que são economicamente viáveis. Para resolver este problema, os geólogos de exploração encontram e avaliam um prospecto. Na avaliação da recarga de petróleo, armadilha, e tempo, o conceito de sistema petrolífero pode ajudar no processo de exploração determinando a intensidade de exploração e avaliando o risco (Magoon e Beaumont, 1999).

Tradicionalmente, um *play* é desenvolvido e avaliado sem existir nenhum sistema petrolífero em particular. Por exemplo, se um prospecto (*play*) é identificado junto de vários campos de óleo em armadilhas anticlinais, pode ser discutido, usando a geofísica e a geoquímica, se o prospecto é uma armadilha anticlinal carregado com o mesmo óleo (Magoon e Beaumont, 1999).

Existem três variáveis independentes que são normalmente avaliadas: a recarga de petróleo (fluidos), a armadilha (rochas sedimentares) e o tempo. A recarga de petróleo corresponde ao volume e características do óleo e gás disponível para a armadilha, se existir. A armadilha inclui o reservatório e a rocha selante, e a geometria da armadilha formada pela interface reservatório-selante. O tempo corresponde a um momento que determina se a armadilha foi formada antes da recarga de petróleo ter entrado na armadilha (Magoon e Beaumont, 1999).

Cada variável independente tem igual peso. Se qualquer variável for ausente (toma o valor 0), o prospecto é um fracasso. Se todas as variáveis estiverem presentes (tomam o valor 1.0), o prospecto é um sucesso comercial. Assim, cada variável independente pode ser avaliada numa escala de zero a um (0 – 1.0). O risco de exploração é determinado multiplicando as três variáveis: recarga, armadilha e tempo (Magoon e Beaumont, 1999). Esta foi a metodologia implementada para a realização deste projecto.

Em cada uma das variáveis independentes, têm que ser avaliados uma serie de subeventos (que são também independentes). Por exemplo, se se vai fazer a avaliação de uma armadilha, a rocha reservatório tem que ser mapeada cuidadosamente e as suas propriedades previstas usando princípios geológicos. Um procedimento similar é feito também para a rocha selante e para a geometria da armadilha. Estes subeventos devem ser reduzidos a um único número entre 0 e 1.0 que representa a variável independente, a armadilha. Os subeventos que contribuem para a recarga petrolífera e para o tempo também deverão sofrer o mesmo tipo de avaliação (Magoon e Beaumont, 1999).

Uma maneira prática de começar esta avaliação é fazer em primeiro um mapa do sistema petrolífero e assim, o conhecimento sobre o sistema pode ser usado na avaliação do *play* complementar. Um *play* complementar avalia o risco de exploração para encontrar hidrocarbonetos não descobertos associados a um sistema petrolífero particular.

Uma vez feita a avaliação do sistema petrolífero, à medida que se desenvolve o estudo, uma ideia ou *play* que envolve este sistema petrolífero vai ocorrer ao

investigador. Este *play* complementa o sistema petrolífero pois pode adicionar hidrocarbonetos (se descobertos) ao sistema (Magoon e Beaumont, 1999).

A experiência adquirida enquanto se executa o estudo do sistema petrolífero fornece a medida de dificuldade no mapeamento e na determinação da idade dos elementos essenciais e, mais importante, para os dois processos – a formação da armadilha e na geração-migração-acumulação de petróleo. Claramente, não há risco ou incerteza em relação à descoberta de acumulações no sistema petrolífero mas, existem vários níveis de dificuldade na reconstrução dos eventos que causam estas acumulações (Magoon e Beaumont, 1999).

O mapa do sistema petrolífero pode ser usado para a avaliação do tempo e do volume da recarga petrolífera ou para atribuir um risco ao *play* complementar ou prospecto usando a sua posição relativamente à extensão geográfica do sistema.

Numa província petrolífera, a densidade de furação geralmente indica o quanto uma área foi explorada intensivamente. Embora esta seja uma medida relativa, uma província petrolífera com um poço exploratório em cada metro quadrado é considerada bem explorada quando se compara com uma província que só tem um poço a cada 100 Km². Contudo, numa província petrolífera com sobreposição de sistemas petrolíferos, o sistema petrolífero menos profundo pode ser muito explorado quando comparado com os sistemas mais profundos. Para determinar o nível de exploração, cada sistema petrolífero presente na província de interesse deve ser mapeado e a dimensão e localização das acumulações comerciais comparadas com os poços exploratórios secos. A razão dimensão/poço-seco ou a razão do sucesso determina a intensidade de exploração e o sucesso (Magoon e Beaumont, 1999).

No processo de avaliação, o risco considerado diz respeito ao risco geológico, ou seja, o risco de existir ou não uma acumulação de hidrocarbonetos para produção. Considera-se uma acumulação para produção, aquela que é capaz de testar um fluxo de hidrocarbonetos estável. Segundo Otis e Schneiderman (1997), a probabilidade de sucesso geológico determina-se multiplicando quatro variáveis principais, de acordo com a seguinte equação:

$$P_g = P_{\text{geradora}} \times P_{\text{reservatório}} \times P_{\text{armadilha}} \times P_{\text{dinâmica}}$$

P_g = probabilidade de sucesso geológico

P_{geradora} = presença de rocha geradora madura

$P_{\text{reservatório}}$ = presença de reservatório

$P_{\text{armadilha}}$ = presença de armadilha

$P_{\text{dinâmica}}$ = *play* dinâmico ou o tempo apropriado de formação da armadilha relativamente à duração da migração, percursos para a migração de hidrocarbonetos desde a fonte ao reservatório, e a preservação dos hidrocarbonetos no dia de hoje.

Se alguma destas probabilidades for zero, a probabilidade de sucesso geológico também é zero (Otis e Schneiderman, 1997).

O sucesso geológico é definido por ter um fluxo de hidrocarbonetos estável, em teste. Esta definição elimina reservatórios de baixa permeabilidade, reservatórios ilimitados na sua extensão areal, óleos biodegradáveis, e outros que influenciem a estabilidade do fluxo de hidrocarbonetos (Otis e Schneiderman, 1997).

A probabilidade de ocorrer qualquer um dos factores de *play* (ou risco) é estimada primeiramente pela simples análise de informação disponível. Otis e Schneiderman (1997) elaboraram uma lista de avaliação do risco (Fig. 20), de forma a tornar esta avaliação mais fácil e mais eficaz para o geocientista.

<p>A. SOURCE ROCK</p> <ol style="list-style-type: none"> <u>Capacity for HC charge (within fetch area)</u> Presence and volume of source rock Thickness Areal extent Number of distinct source horizons Continuity Known HCs in area (fields, wells, seeps) Organic richness (TOC, S₁+S₂, etc.) SPI Kerogen type Type I - lacustrine, oil prone Type II - marine, oil & gas prone Type II - gas prone Type IV - Inert <u>Source rock maturity</u> Source rock data (R_o, T_{max}, E1) Determine whether source rock in fetch has generated HCs 	<p>B. RESERVOIR</p> <ol style="list-style-type: none"> <u>Presence</u> Lithology Distribution Depositional model (sequence stratigraphic framework) <u>Quality (Capacity for stabilized flow)</u> Lateral continuity and extension Thickness and vertical cyclicity Heterogeneity Porosity ranges and types Permeability ranges and types Fracture potential and preservation Diagenetic characteristics
<p>C. TRAP</p> <ol style="list-style-type: none"> <u>Trap definition (confidence in data)</u> Number and location of seismic lines Quality (resolution) of seismic data Reliability (velocity complications, misties) Lateral velocity gradients Integration of gravity, magnetic, seismic and well log information <u>Trap characteristics</u> Type of trap (anticlinal, fault, etc.) Amount of four-way closure Amount and type of other closure Compartmentalization by faulting Alternate non-closing interpretations <u>Seal</u> Top seal Lithology and ductility Thickness Continuity Curvature over trap Degree of fracturing or faulting Fault seal Fault type Amount of throw Time(s) of movement Depth and pressure Lithologies juxtaposed Dip of beds across fault Potential for sealing gouge Stratigraphic seal - bottom or lateral Other seals - diagenetic, pressure, etc. 	<p>D. TIMING AND MIGRATION</p> <ol style="list-style-type: none"> <u>Timing</u> Timing of reservoir, seal and trap development relative to that of HC generation and migration Maturation model (burial history, paleogeothermal regime) Thermal gradients (BHT, heat flow, lithology) <u>Migration Pathways</u> Position of trap with respect to kitchen/fetch area Amount of source rock in the oil window within fetch area Migration style (vertical or lateral) Migration distance required (vertical and lateral) Migration conduits and barriers/migration style Connection of pathways to reservoir <u>Preservation/Segregation</u> Post entrapment tectonism or faulting Displacement of oil by water or gas Biodegradation Thermal cracking Preferential migration of gas

Fig. 20 – Lista para a avaliação do risco geológico (Otis e Schneiderman, 1997).

Segundo White (1993), a possibilidade ou chance geológica de proporcionalidade é a probabilidade adquirida da existência de um campo significante (ou o factor de volume do prospecto relacionado) que é maior que o mínimo tamanho prático específico. O valor desta chance varia entre 0 e 1.0 (Fig. 21). O risco geológico existente é 1.0 menos a chance de proporcionalidade. O risco é a chance de falhar, a

chance de não haver o campo significativo. Na realidade, qualquer tamanho de campo abaixo do mínimo específico é tratado como zero. O termo “arriscar” é usado informalmente com o significado de estimativa simultânea da proporcionalidade e do risco. A medida do tamanho do campo é, em última instância, a potencial reserva recuperável. Uma economia significativa não pode ser aplicada ao óleo e gás *in-place*. Contudo, se desejado, manter o registo da eficiência recuperada assumida vai permitir o cálculo de valores *in-place* (White, 1993).

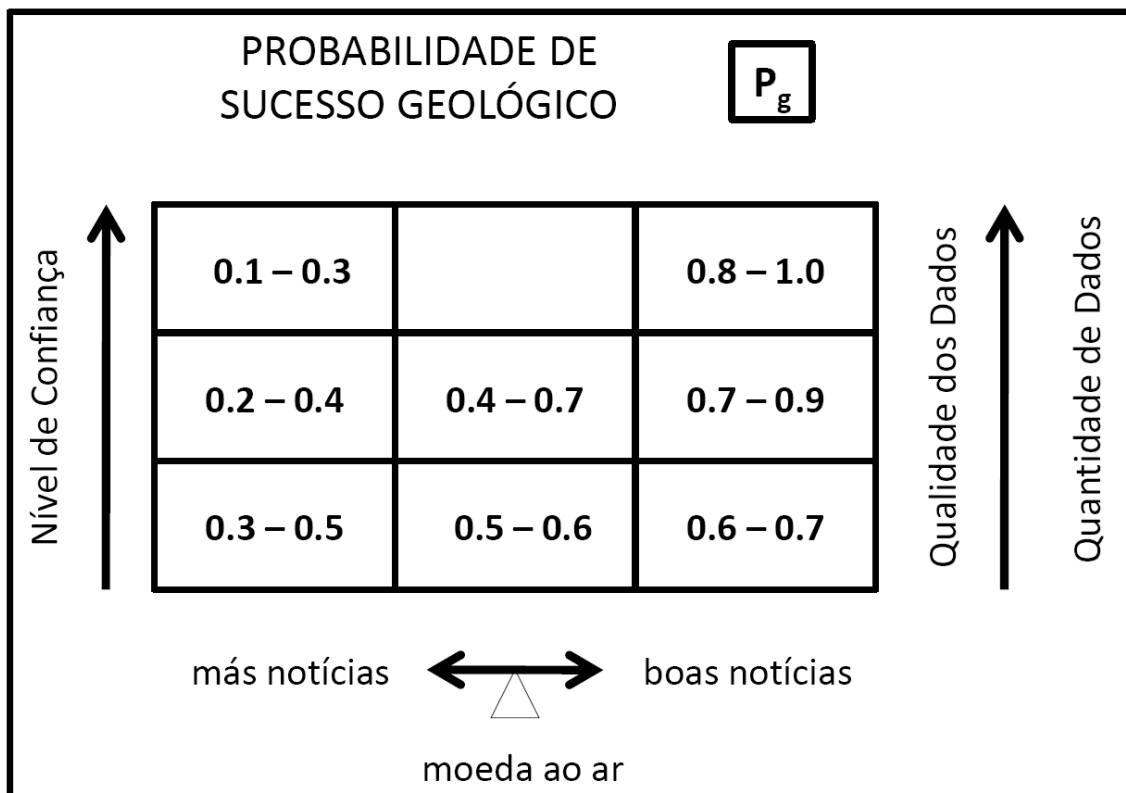


Fig. 21 – Probabilidade de Sucesso Geológico versus qualidade e nível de confiança. (Rose, 2007).

O tamanho do campo geológico mínimo é o eixo que liga o passo “arriscar” directa e simplesmente à quantidade de hidrocarbonetos desenvolvidos na avaliação volumétrica principal de um prospecto ou play. Para um prospecto, o avaliador multiplica as estimativas dos intervalos do volume da armadilha, os parâmetros do reservatório, e o preenchimento por hidrocarbonetos e o factor de recuperação de forma a obter uma possível curva de volumes de hidrocarbonetos (White, 1993).

CAPÍTULO 7 – DESCRIÇÃO DO TRABALHO E METODOLOGIAS APLICADAS

Para a realização deste trabalho foi primeiramente elaborada uma estrutura de trabalho que serviu de guia durante o período do seu desenvolvimento, de forma a otimizar e organizar as várias etapas do trabalho:

1. Pesquisa de ferramentas SIG aplicadas à exploração de hidrocarbonetos;
2. Recolha de informação base (dados públicos e confidenciais): Culturais ou de Superfície, Geológicos, Geofísicos (GravMag, Sísmica 2D e 3D), Poços, dados de exploração e produção, entre outros;
3. Carregamento e manipulação dos dados em ambiente SIG;
4. Estruturação de uma base de dados SIG (*Geodatabase*);
5. Validação e controle da qualidade dos dados;
6. Integração e análise visando a produção de Mapas Base e Mapas de Risco de Exploração;

7.1 – Pesquisa e aquisição de dados

Após se ter acordado que o *ArcGis(9.3)* seria a ferramenta SIG ideal para a realização deste projecto, uma vez que é de uso comum na Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa e na *Partex Services Portugal*, procedeu-se a uma pesquisa de dados referentes à Bacia Potiguar.

Como base de trabalho foi compilado um conjunto de dados públicos e confidenciais, de diversas origens, tendo em vista a produção de mapas em *ArcGis* e a construção de uma base de dados sólida para qualquer utilizador. Para a recolha dos dados públicos foi utilizada a base de dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em que os dados se encontram disponíveis para *download* no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP – *link* do ANP) (Fig. 22).

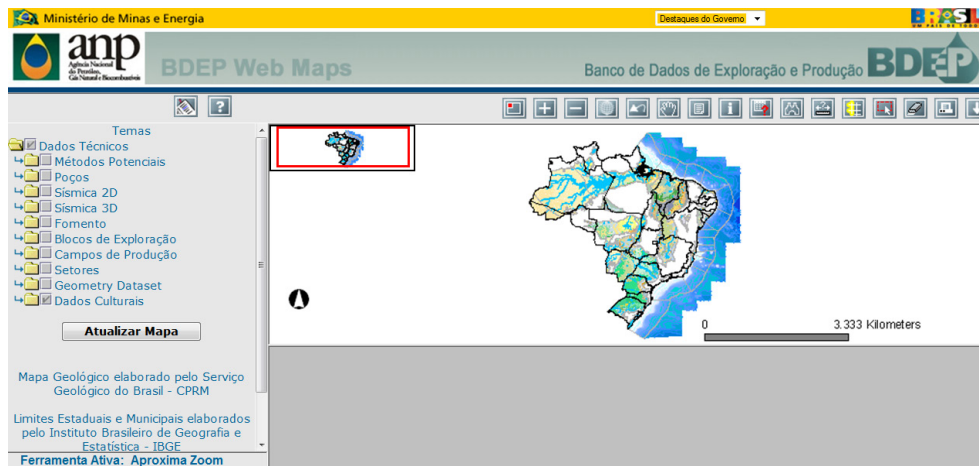


Fig. 22 – Base de dados BDEP (<http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm>).

Estes englobam dados de poços, campanhas de aquisição sísmica (2D e 3D), dados de blocos de exploração e campos de produção e ainda dados de natureza geológica e geográfica. Foram ainda utilizados dados culturais (termo adaptado do inglês *cultural data*), ou de superfície como por exemplo a hidrografia. Ainda como dados públicos, foram utilizados Modelos Digitais de Terreno (MDT) retirados do *Shuttle Radar*, fotografias de satélite do *Google Earth* e, mapas de estradas e hidrografia retirados do *Digital Chart Of The World*.

Quanto aos dados confidenciais, os restantes dados culturais tiveram origem na *Partex Oil and Gas - Brazil* e referem-se a redes rodoviárias, a zonas de protecção ambiental e à ocupação do território (casas, terrenos privados, edifícios, etc.). Na *Partex Services Portugal* foram recolhidos dados referentes a modelos de porosidade e permeabilidade bem como dados de espessuras e estruturas. Todos os dados referidos até agora encontram-se em formato *shapefile*. Os *shapefiles* são conhecidos por apresentarem dados em forma de vectores geospaciais, próprios para *softwares* de Sistemas de Informação Geográfica. Estes ficheiros descrevem geometrias espaciais como pontos, linhas e polígonos. Estes, por exemplo, podem representar poços de exploração, rios e lagos, respectivamente. Cada um destes ficheiros pode também conter atributos discriminatórios como, por exemplo, o nome do poço, a profundidade do poço, entre outros e encontram-se discriminados na tabela de atributos do ficheiro (Fig. 23).

NOME POÇO	LATITUDE	LONGITUDE	DATUM	LATITUDE	LONGITUDE	DATUM	SIG	BACIA	TIPO POÇO
7-ARG-557-RN	-5,318741	-36,740483	SAD-69	-5,318741	-36,740483	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-558-RN	-5,318766	-36,735063	SAD-69	-5,318766	-36,735063	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-559-RN	-5,321439	-36,734115	SAD-69	-5,321439	-36,734115	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-560-RN	-5,319647	-36,735943	SAD-69	-5,319647	-36,735943	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-561-RN	-5,321454	-36,735919	SAD-69	-5,321454	-36,735919	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-562-RN	-5,323253	-36,735912	SAD-69	-5,323253	-36,735912	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-563-RN	-5,320579	-36,735049	SAD-69	-5,320579	-36,735049	SAD-69		Potiguar	development
7-ARG-564-RN	-5,323256	-36,734108	SAD-69	-5,323256	-36,734108	SAD-69		Potiguar	development

Fig. 23 – Exemplo de uma tabela de atributos de um *shapefile*.

Para melhor compreensão da recolha dos dados para o este trabalho foi elaborada uma tabela com o tipo de dados, a sua descrição e a sua origem:

TIPO DE DADOS	DESCRIÇÃO	ORIGEM
Públicos	Poços	BDEP
	Sísmica 2D	BDEP
	Sísmica 3D	BDEP
	Blocos de exploração	BDEP
	Campos de produção	BDEP
	Dados culturais e geográficos	BDEP / <i>Digital Chart Of The World</i>
	Mapa geológico	BDEP
	Limites de Bacias sedimentares	BDEP
	Limites do Brasil	BDEP
	Sectores marinhos e terrestres	BDEP
	Fotografia de Satélite	<i>Google Earth</i>
Modelos digitais de terreno	<i>Shuttle Radar</i>	
Confidenciais	Poços	Partex Brasil
	Sísmica 2D	Partex Brasil
	Dados Culturais	<i>Partex Oil and Gas – Brazil / Partex Services Portugal</i>
	Dados geológicos	<i>Partex Services Portugal</i>

Os dados recolhidos foram carregados para o *ArcMap* e foram processados e manipulados de forma a produzir mapas diversos.

7.2 – Carregamento, Controle e Manipulação dos dados

Em primeiro, procedeu-se à organização dos dados de acordo com o plano de trabalho. Os primeiros dados a serem inseridos no *ArcMap* (pertence ao pacote *ArcGis*) foram todos aqueles que dizem respeito à projecção e georreferenciação do Brasil e dos limites das suas bacias sedimentares. Seleccionou-se a área da Bacia Potiguar, a parte emersa, eliminando toda a restante informação. Este processo é feito seleccionando a área do mapa que se quer manter, exportando a informação seleccionada para um novo *shapefile*. O mesmo ocorreu para todos os ficheiros recolhidos e mencionados anteriormente relativos ao Brasil. Das *shapefiles* gerais criaram-se *shapefiles* específicas contendo apenas e só os dados relativos à Bacia Potiguar.

Tendo por objectivo facilitar a gestão dos dados, todos os novos ficheiros criados foram reconvertidos para o formato *Geodatabase*, utilizando para isso o *ArcView* (pertencente ao pacote *ArcGis*) (Fig. 24). Optou-se por este tipo de formato não só porque os ficheiros ficam organizados de forma simples e de fácil visualização para qualquer utilizador, como também por serem compatíveis com o *software Microsoft Access* (Fig. 25), o que permite a visualização e edição da componente geométrica sem que exista necessidade de possuir uma licença de *ArcGis*.

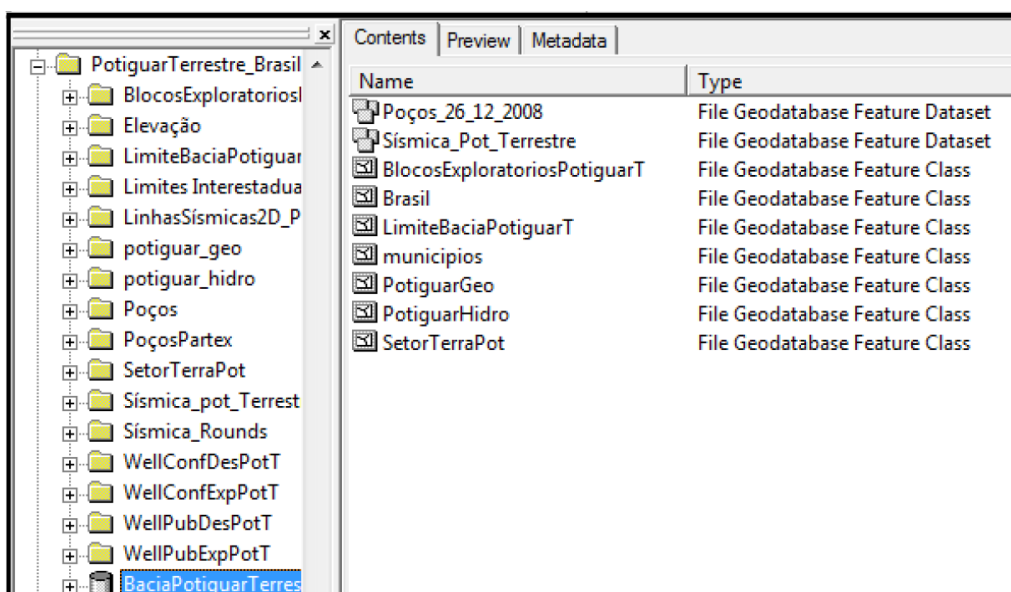


Fig. 24 – Dados reconvertidos no formato *Geodatabase*.

ID	ESTADOS	CAPITAL	SIGLA_UF	NOME_MAI	REGIAO	SIGLA_REGI	POPULACAC	AREA_KM2	ILHAS	ET
0	Rio Grande do	Porto Alegre	RS	RIO GRANDE D	SUL	S	10187798	281748.538		
0	Minas Gerais	Belo Horizonte	MG	MINAS GERAIS	SUDESTE	SE	17891494	586528.293		
0	Amazonas	Manaus	AM	AMAZONAS	NORTE	N	2812557	1570745.680		
0	Acre	Rio Branco	AC	ACRE	NORTE	N	557526	152581.388		
0	Tocantins	Palmas	TO	TOCANTINS	NORTE	N	1157098	277620.914		
0	Roraima	Boa Vista	RR	RORAIMA	NORTE	N	324397	224298.980		
0	Rondônia	Porto Velho	RO	RONDÔNIA	NORTE	N	1379787	237576.167		
0	Alagoas	Maceió	AL	ALAGOAS	NORDESTE	NE	2822621	27767.661		
0	Sergipe	Aracaju	SE	SERGIPE	NORDESTE	NE	1784475	21910.348		
0	Piauí	Teresina	PI	PIAUI	NORDESTE	NE	2843278	251529.186		
0	Rio Grande do	Natal	RN	RIO GRANDE D	NORDESTE	NE	2776782	52796.791		
0	Distrito Federz	Brasília	DF	DISTRITO FEDE	CENTRO-OESTI	CO	2051146	340086.698		
0	Mato Grosso	Cuiabá	MT	MATO GROSSC	CENTRO-OESTI	CO	2504353	357124.962		
0	Mato Grosso d	Campo Grande	MS	MATO GROSSC	CENTRO-OESTI	CO	2078001	5801.937		
0	Goiás	Goiânia	GO	GOIAS	CENTRO-OESTI	CO	5003228	903357.908		
0	Amapá	Macapá	AP	AMAPÁ	NORTE	N	477032	142814.585		
0	Bahia	Salvador	BA	BAHIA	NORDESTE	NE	13070250	564692.669		
0	Ceará	Fortaleza	CE	CEARÁ	NORDESTE	NE	7430661	148825.602		
0	Espírito Santo	Vitória	ES	ESPÍRITO SANT	SUDESTE	SE	3097232	46077.519		
0	Pará	Belém	PA	PARÁ	NORTE	N	6192307	1247689.515		
0	Paraíba	João Pessoa	PB	PARAÍBA	NORDESTE	NE	3443825	56439.838		
0	Paraná	Curitiba	PR	PARANÁ	SUL	S	9563458	199314.850		

Fig. 25 – Base de dados em Microsoft Access.

Embora seja importante para uma empresa criar e guardar ficheiros relativos a toda a bacia, e para trabalhos futuros também a informação relativa a todo o Brasil, para este trabalho é necessário reter a informação específica relativa apenas aos blocos de exploração em estudo (área de estudo). Assim, pelo mesmo processo de selecção anteriormente descrito, criaram-se novos ficheiros relativos à área dos blocos de exploração que se encontram em estudo. De forma a não se perder qualquer informação que possa ser útil no decorrer do estudo da área seleccionada é, no entanto, necessário manter os dados que se encontram disponíveis ao seu redor. Para manter esses dados, foi aplicado um *buffer* (representado a verde na Fig. 26) de 10 km (número seleccionado devido à grande extensão de algumas linhas sísmicas que passam na zona de estudo) durante o processo de selecção. Os novos ficheiros contêm não só a informação relativa aos blocos de exploração seleccionados como também a informação contida num raio de 10 km em redor dos mesmos, mantendo a tabela de atributos associada e permitindo ainda a continuidade das linhas que excedem o raio de 10 km imposto mas que a maioria da sua extensão está contida nesse raio. É a partir destes últimos ficheiros criados que são elaborados todos os mapas apresentados no ponto seguinte.

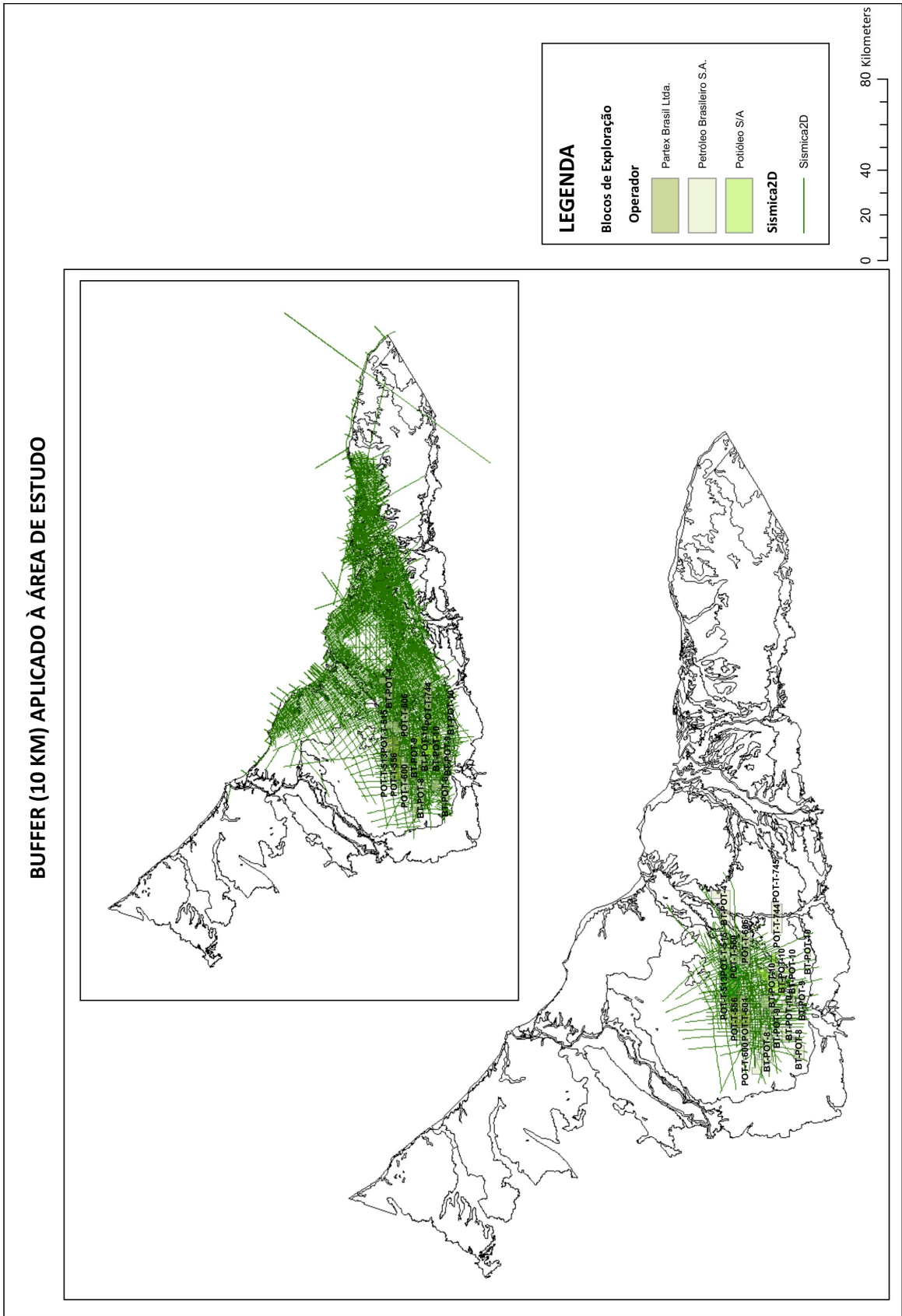


Fig. 26 - Aplicação de um Buffer de 10 km à área de estudo.

Na exploração de hidrocarbonetos, é necessário reunir toda a informação geológica, geofísica e topográfica, entre outros, não só da área que se pretende estudar mas também da área envolvente, de forma a melhorar e completar o estudo, uma vez que qualquer informação ao redor da área em questão poderá ter influência na determinação, por exemplo, de um poço ou de uma aquisição sísmica.

A seguinte etapa do trabalho teve como objectivo a validação e controle da qualidade dos dados. É sempre necessário verificar se os dados recolhidos são de qualidade e se estão introduzidos no ficheiro de forma correcta. Verificaram-se alguns erros relativamente aos poços e às linhas sísmicas 2D. Estes erros foram detectados pela simples repetição de informação (notada pela similaridade do nome da linha sísmica ou do poço) mas que se encontravam georreferenciados com um desfasamento de cerca de 40 metros uns dos outros (Fig. 27).

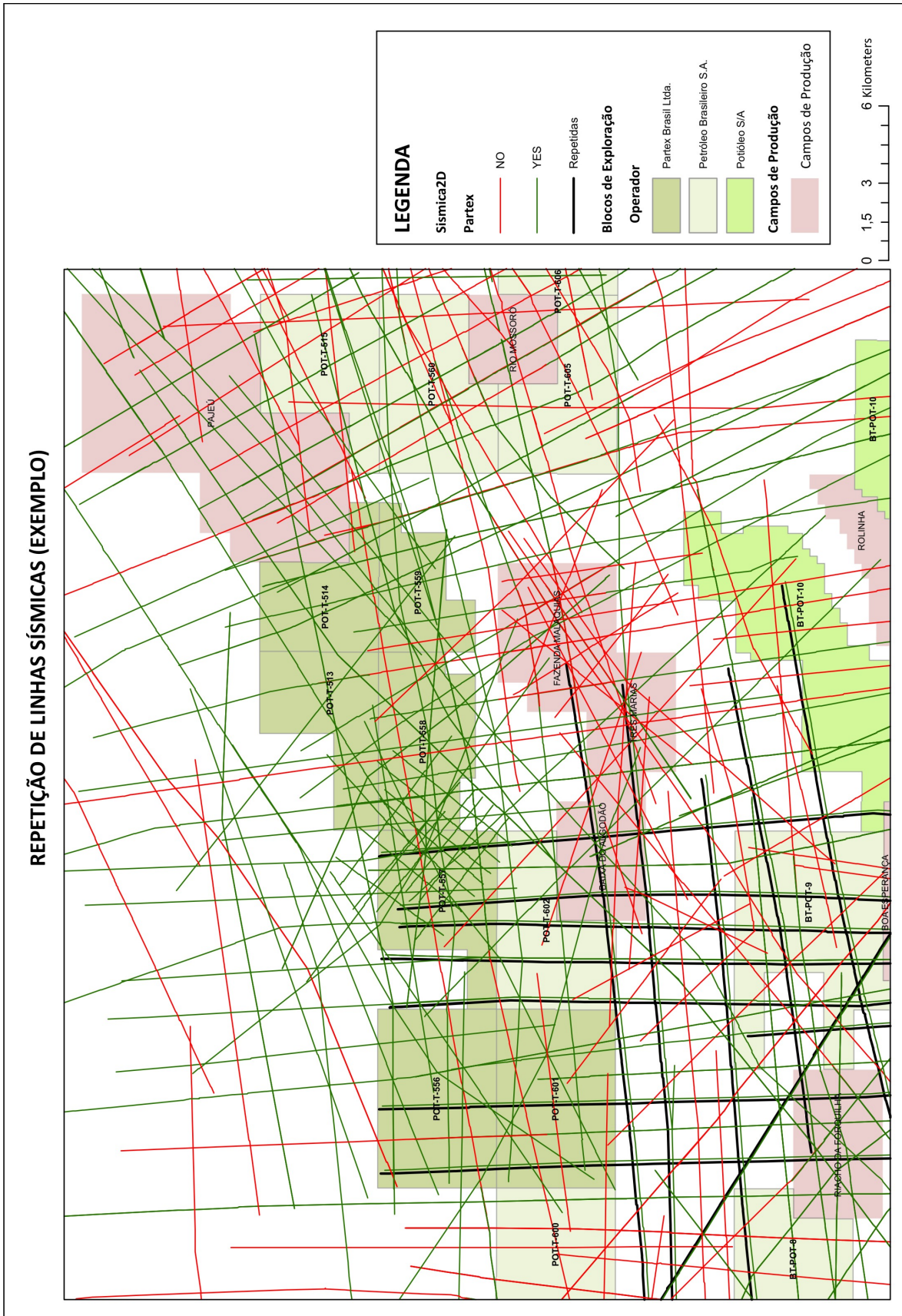


Fig. 27 - Mapa ilustrativo da repetição das linhas sísmicas 2D, evidenciado pelas linhas pretas.

Os dados de poços e sísmica 2D são também dados pertencentes à *Partex Services Portugal* e foram estes os ficheiros privados que foram utilizados e projectados em *ArcMap* para fins comparativos com os ficheiros BDEP. Cada ficheiro *shapefile* é apresentado num sistema de coordenadas e o sistema adoptado pelo BDEP é o *datum* SAD69 (Fig. 28), o mesmo adoptado pela *Partex Services Portugal*. O erro foi encontrado. As linhas sísmicas 2D e os poços que se encontravam repetidos eram exactamente os mesmos, contendo exactamente a mesma informação na tabela de atributos correspondente mas encontravam-se projectados num sistema de coordenadas diferente, um em SAD69 e o outro em Aratu (Fig. 29).

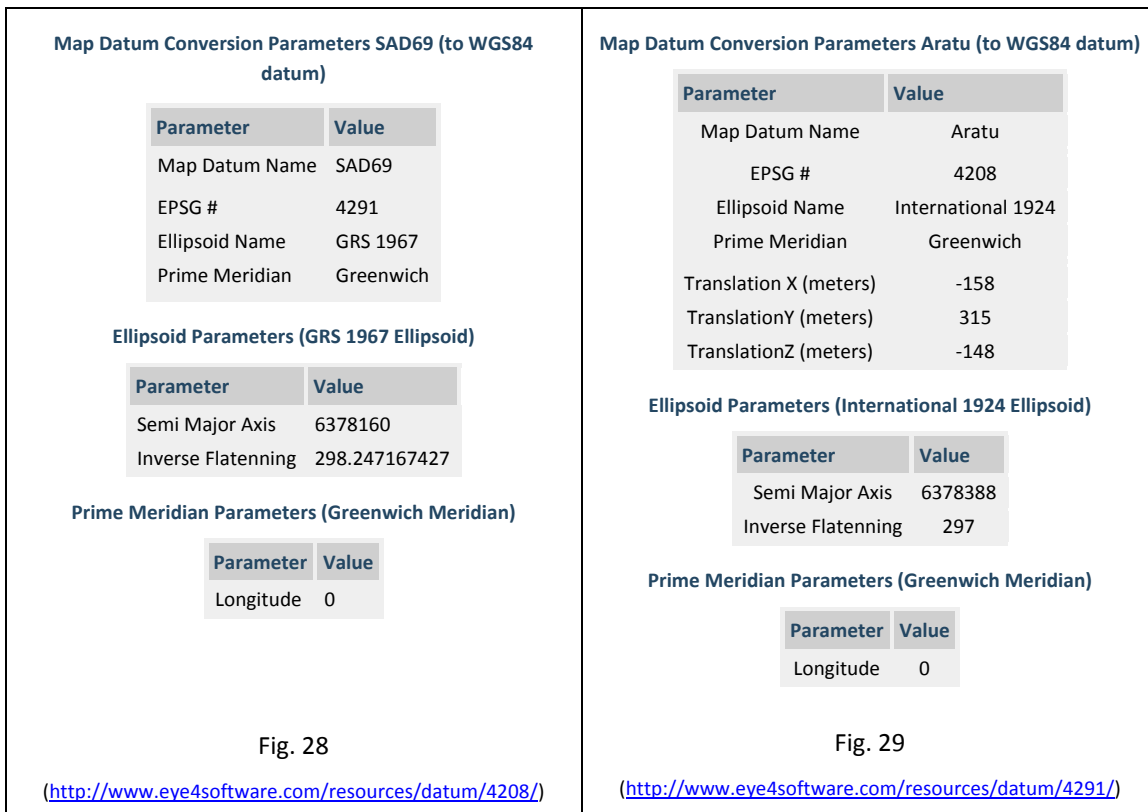


Fig. 28 e 29 – Parâmetros de conversão do datum SAD69 para o datum WGS84 e do datum Aratu para o datum WGS84 (mais utilizado em Portugal) e os parâmetros do elipsóides correspondentes.

A melhor forma encontrada para resolver este problema, uma vez que não se podia alterar a informação contida nos ficheiros, foi realizar uma inquirição (*query*) que excluísse as linhas sísmicas 2D que se apresentavam repetidas, ou seja, no sistema de coordenadas Aratu, ficando apenas com os dados que se encontravam no sistema de

coordenadas SAD69. O mesmo procedimento foi realizado para os ficheiros relativos aos poços.

Uma vez que todos os dados se encontravam validados, procedeu-se novamente ao carregamento e manipulação no *ArcGis* de todos os dados recolhidos e criados para a área de estudo com o objectivo de criar mapas. Este conjunto de mapas pode ser dividido em mapas de dados geológicos e de exploração, mapas com informação cultural ou de superfície, e ainda mapas de cobertura sísmica e de localização de poços (mapas informativos).

A elaboração de ferramentas auxiliares na fase de desenvolvimento seria a continuação deste trabalho. Com os mapas de risco de exploração criados, associados aos dados culturais (áreas de protecção ambientais, ocupação do território, hidrografia e estradas), georreferenciados para toda a Bacia Potiguar, poderão ser propostas estruturas de superfície como, por exemplo, gasodutos, oleodutos e tanques de recolha. Esta abordagem está muito facilitada pois toda a informação se encontra reunida num único mapa com várias *layers* cruzadas.

7.3 – ELABORAÇÃO DE MAPAS

A criação de mapas visa compilar e organizar toda a informação existente na área de estudo, tendo por objectivo elaborar um mapa final que traduz o risco de exploração para o sector NW da bacia.

Deverá entender-se que cada mapa elaborado pretende apenas considerar a quantidade e qualidade dos dados adquiridos, sejam de bases de dados públicas ou confidenciais.

O objectivo deste estudo foi diminuir o risco aquando da selecção da área a explorar consoante a quantidade e o grau de certeza da informação adquirida, com a finalidade de otimizar e melhorar a exploração de hidrocarbonetos.

7.3.1 – Mapa Base

Uma vez validados e controlados os dados, procedeu-se à elaboração de mapas. Os primeiros mapas a serem produzidos são os mapas denominados Mapas Individuais. Cada mapa individual contém um conjunto de dados comuns: a projecção da Bacia Potiguar bem como dos seus limites geográficos e os blocos e campos de exploração correspondentes à área de estudo. Os dados de sísmica e poços recolhidos para este trabalho foram introduzidos separadamente em vários mapas. Assim obtivemos o mapa comum, que serve de base para todos os restantes mapas (Fig. 30 ou Anexo I), o mapa de cobertura de poços (Fig. 31 ou Anexo II), o mapa de cobertura sísmica 2D (Fig. 32 ou Anexo III) e o mapa de cobertura sísmica 3D (Fig. 33 ou Anexo IV).

O conjunto destes quatro mapas individuais corresponde a um quinto mapa denominado Mapa Base e este traduz a compilação e o cruzamento de toda a informação original disponível (já validada), que é de relevância para o prosseguimento deste estudo. Este mapa apresenta toda a cobertura sísmica 2D e 3D, bem como os dados de áreas de concessões (blocos de exploração e campos produção) e os poços existentes na área (Fig. 34 ou Anexo V). Também apresenta a opção de se visualizar a fotografia de satélite (retirada do *Google Earth* e introduzida no *ArcMap* com o formato .kml) a cobrir toda a área de estudo. Este é apenas um mapa informativo de cobertura sísmica e localização de poços.

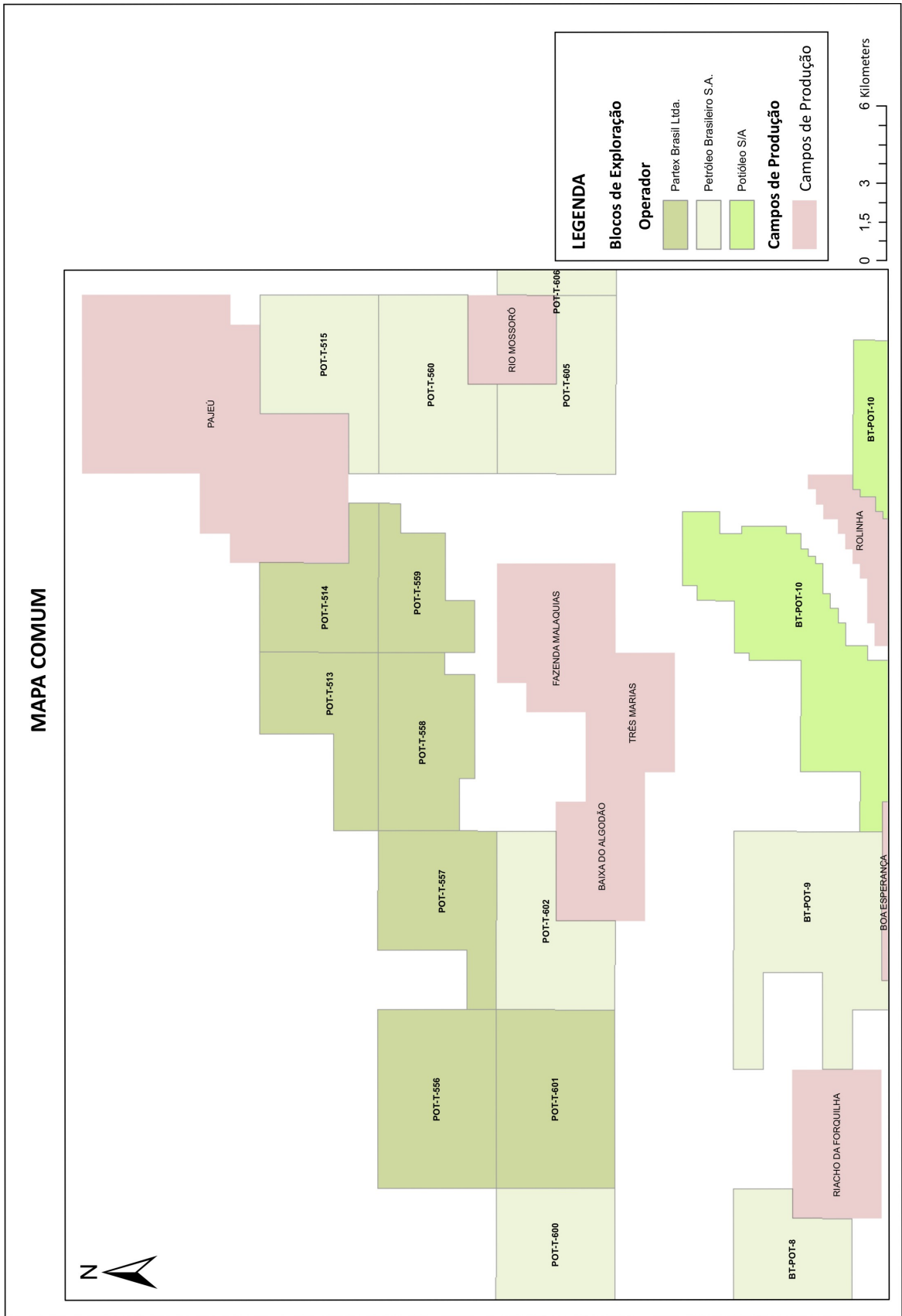


Fig. 30 - Mapa Comum.

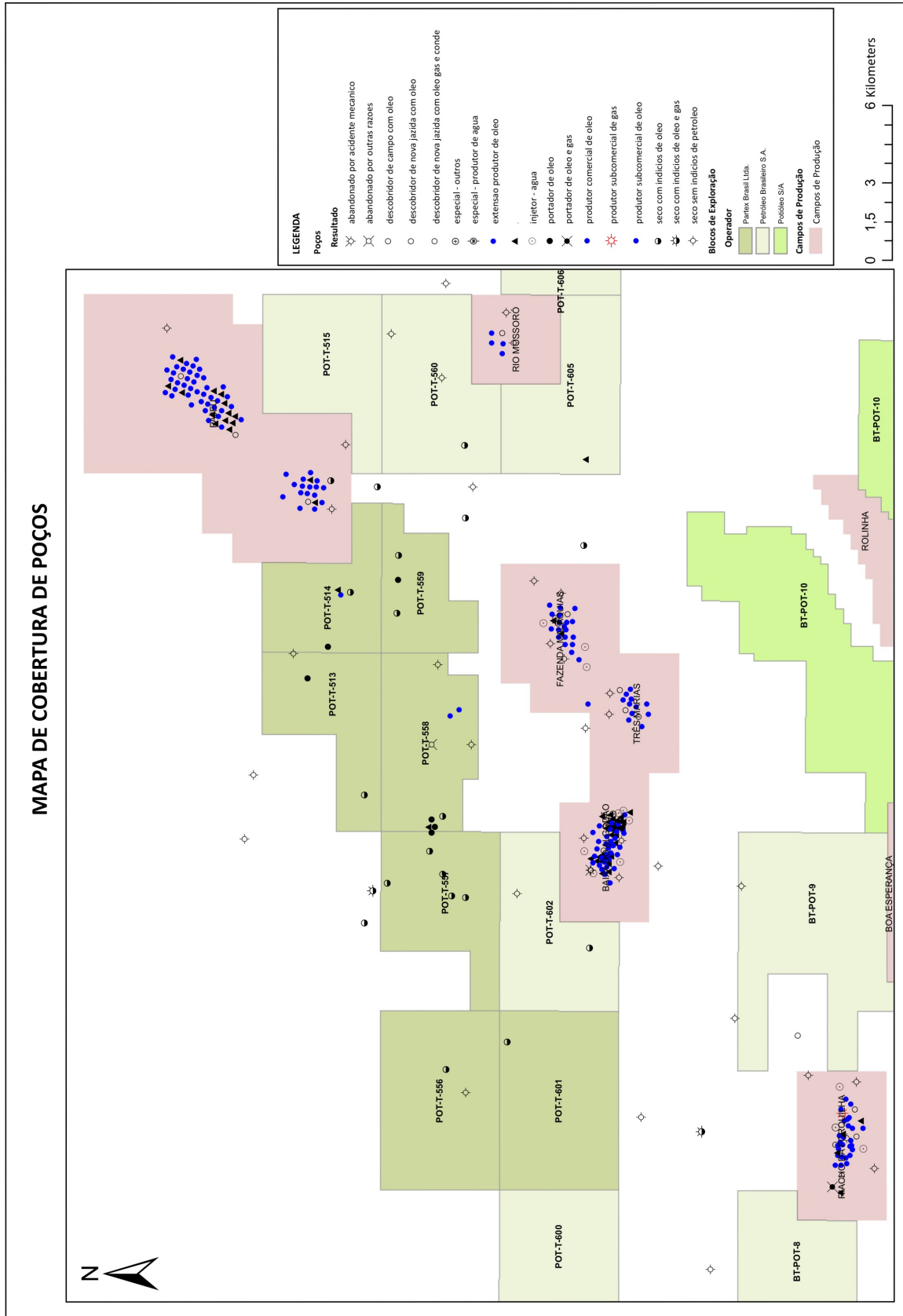


Fig. 31 - Mapa de cobertura de poços.

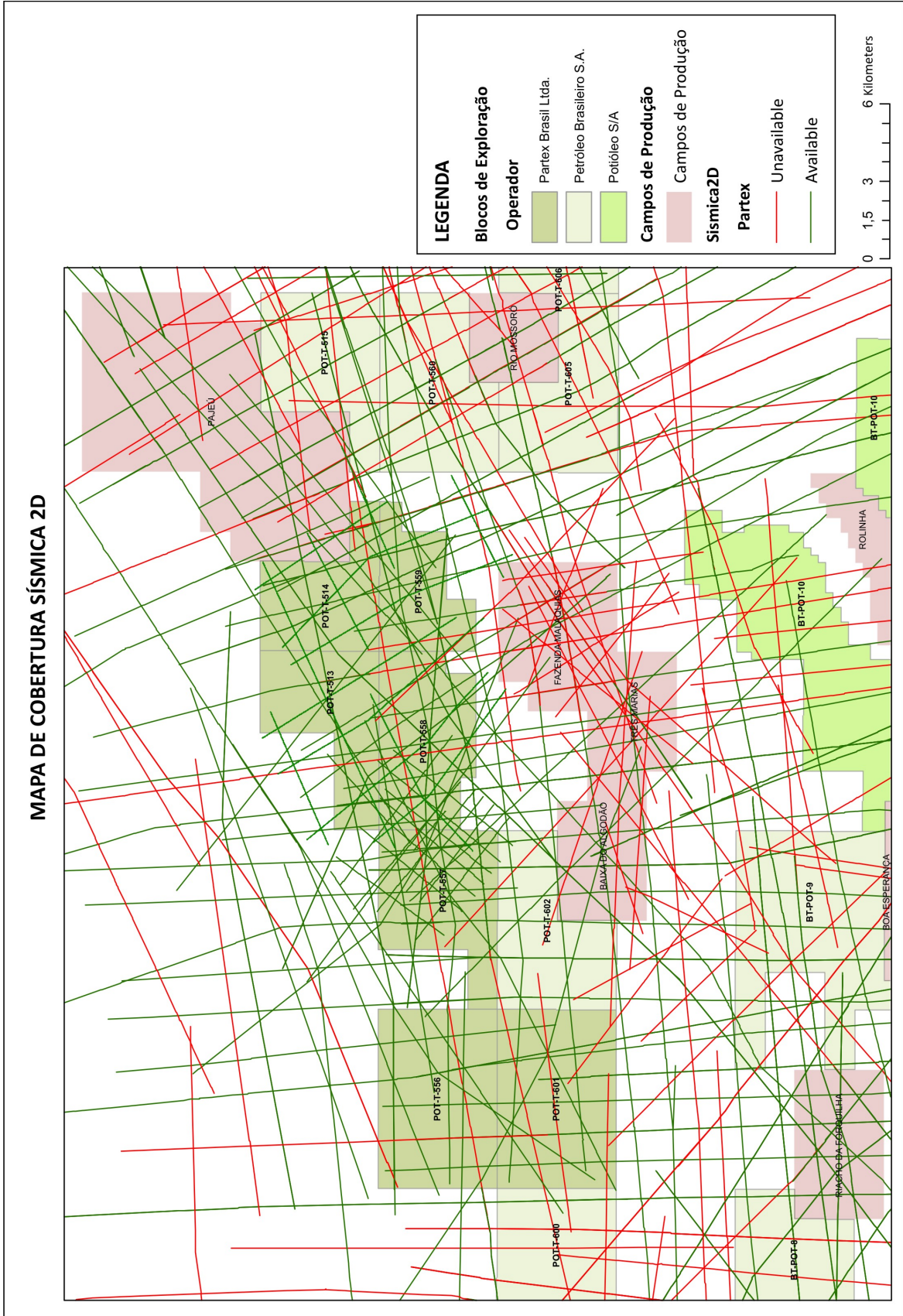


Fig. 32 - Mapa de cobertura sísmica 2D.

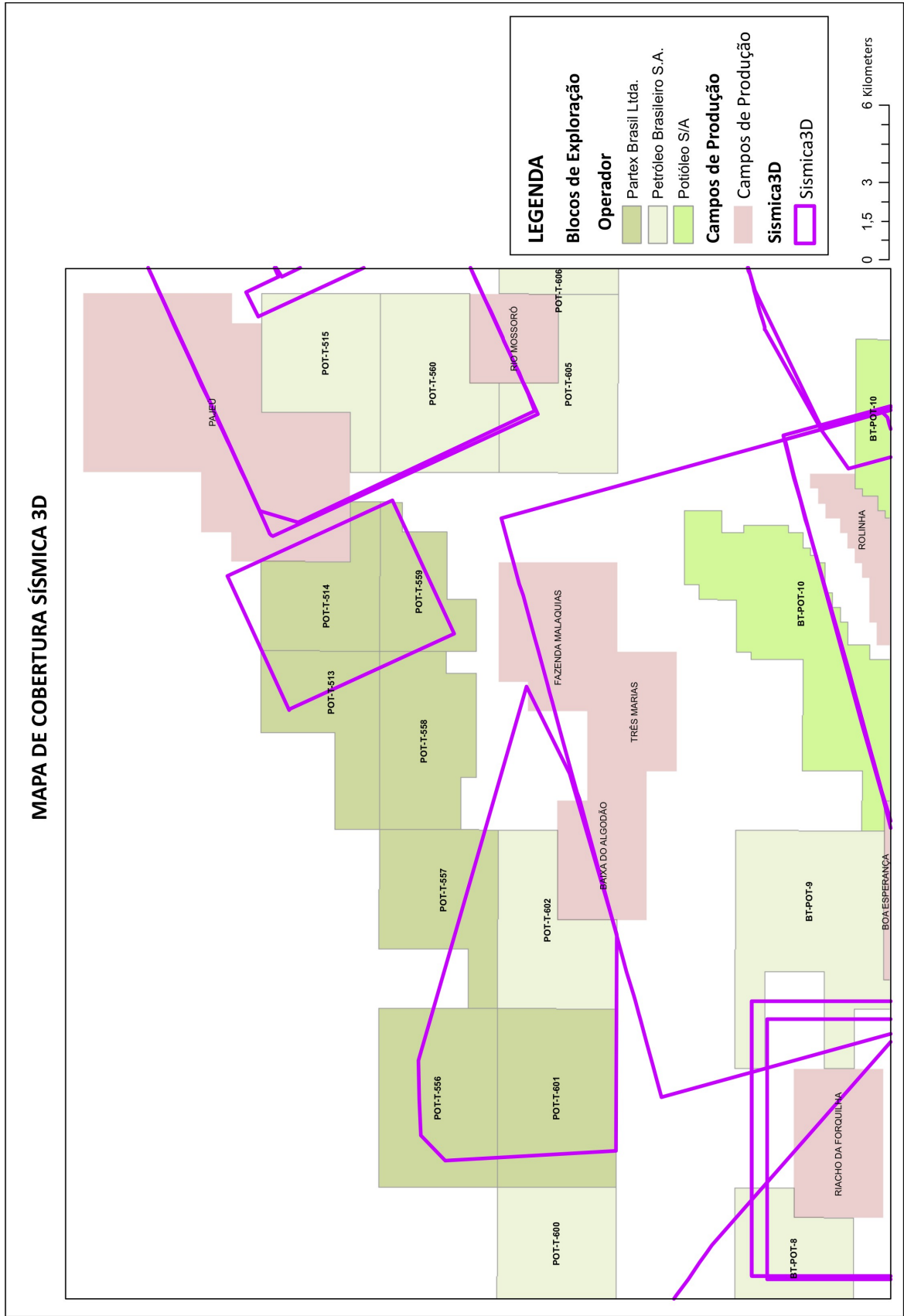


Fig. 33 - Mapa de cobertura sísmica 3D.

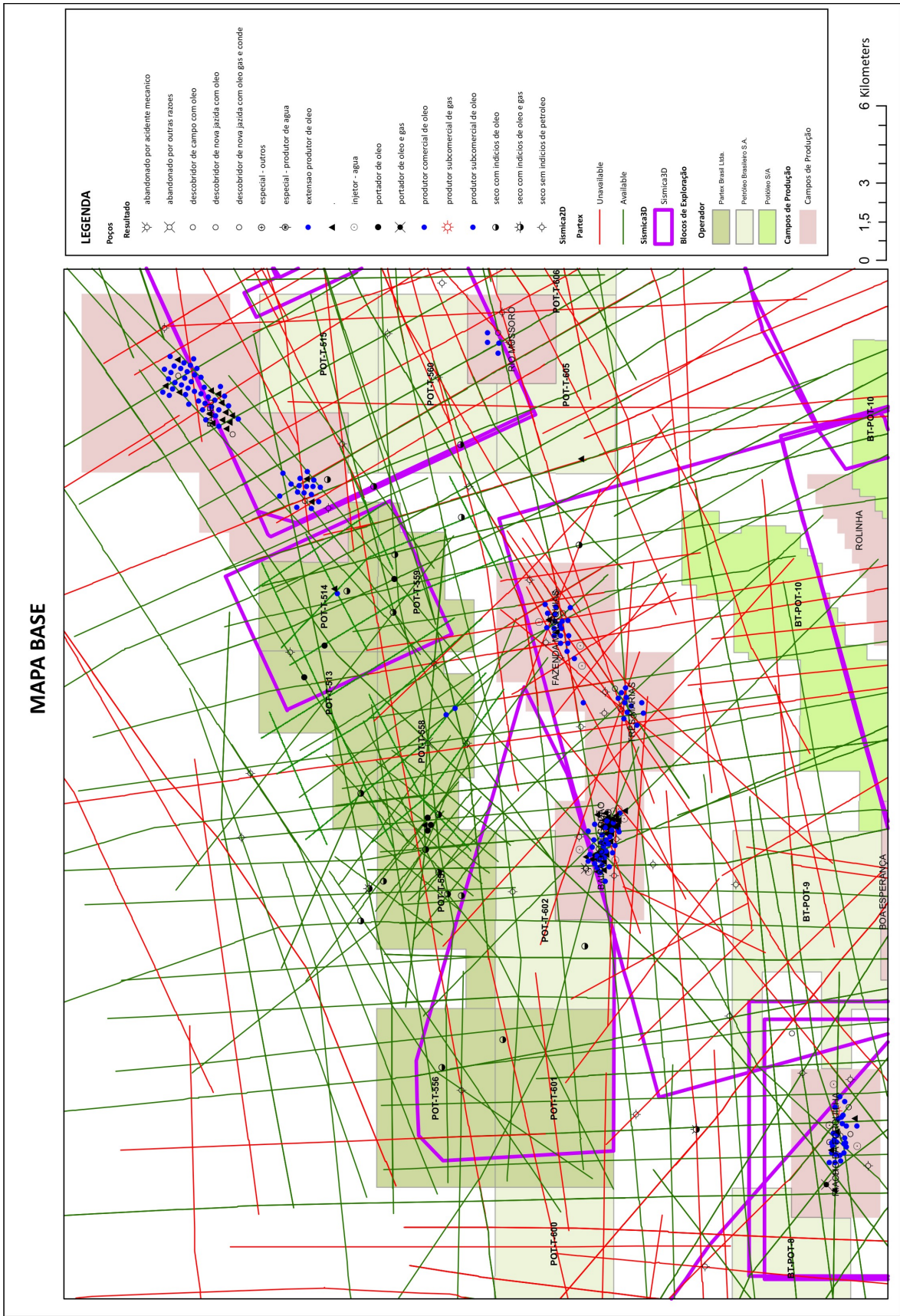


Fig. 34 - Mapa Base.

7.3.2 – Mapa Cultural

O mapa de dados culturais (Fig. 35 ou Anexo VI) consiste na reunião de toda a informação cultural ou de superfície, desde áreas de protecção ambiental, ocupação do território, hidrografia e redes rodoviárias, que representam as áreas de protecção contra a exploração de hidrocarbonetos. A elaboração deste mapa é muito importante, uma vez que nunca se pode explorar hidrocarbonetos nas zonas de protecção anteriormente descritas, sendo necessário criar um perímetro de protecção em torno delas, que varia consoante o tipo de área. Por exemplo, na presença de um rio é estritamente proibido explorar não só dentro do rio mas também num perímetro de 20 metros à sua volta. Assim, quando se executa a selecção da área a explorar é fundamental conhecer as áreas interditas que se encontram materializadas pelos seus perímetros de protecção. Este também é apenas um mapa informativo.

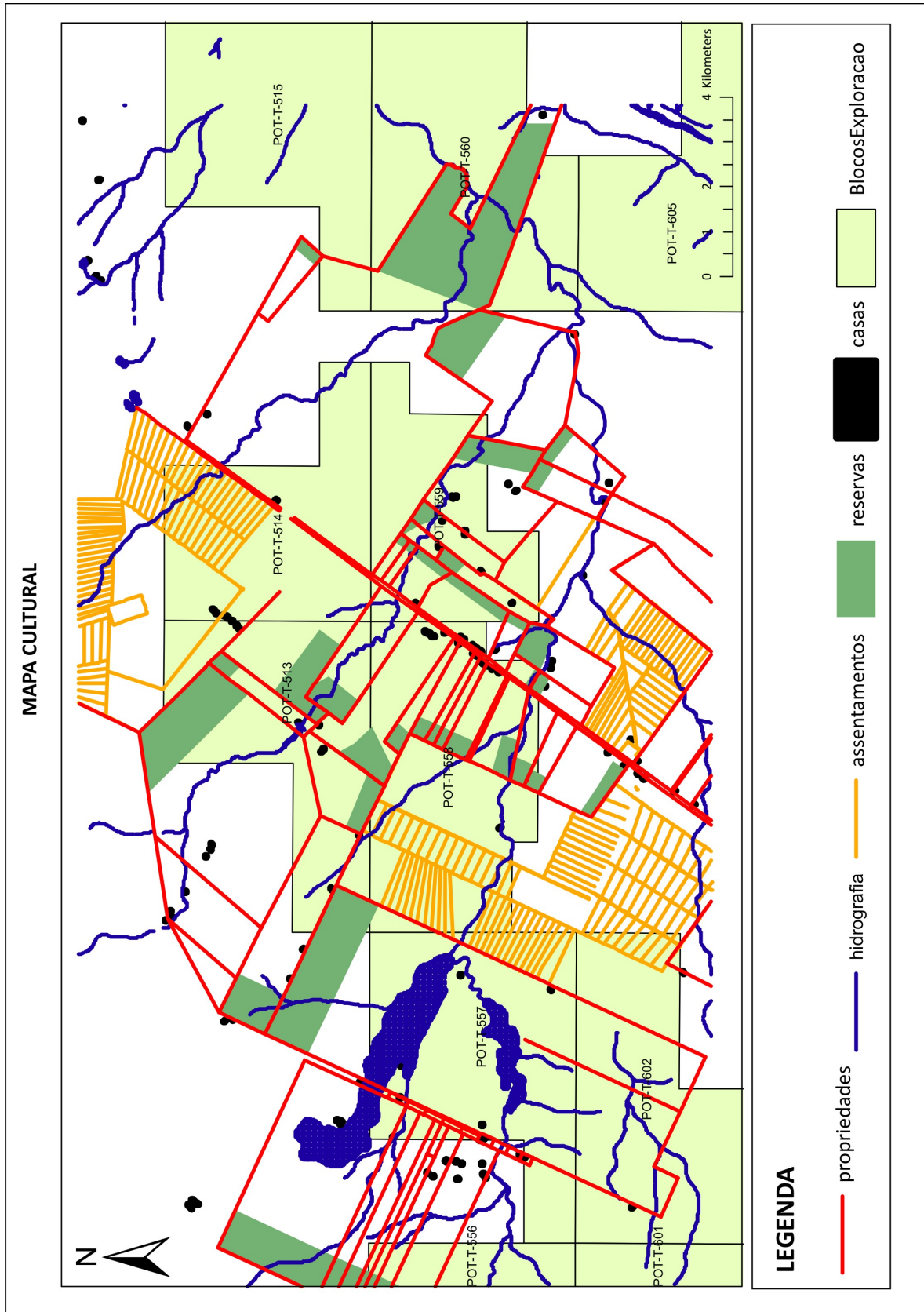


Fig. 35 - Mapa Cultural.

7.3.3 – Mapa de Reservatório

Os mapas de dados geológicos caracterizam os elementos e processos de um sistema petrolífero, tais como a rocha geradora (SR – *Source Rock*), o reservatório (R - *Reservoir*), a estrutura ou armadilha (T – *Trap*), e a migração (M - *Migration*).

A ocorrência ou não de poços vai ser a informação que valida a existência de condições para avaliar se existe reservatório. Para elaborar um modelo que transmita a ideia de densidade de poços no Mapa de Reservatório (Fig. 36 ou Anexo VII), ou seja, a distribuição e quantidade de poços, utilizou-se, no *ArcMap*, o cálculo das distâncias entre os vários pontos (poços). Este procedimento ocorreu devido ao cálculo densidade não permitir por si só obter o resultado visual pretendido, uma distribuição em forma de mancha de tinta. Isto acontece porque a distribuição de poços na área de estudo é sempre o mesmo, um ponto. Quando se pretende visualizar uma densidade em forma de mancha, num total de área, terá que se efectuar o processo de cálculo das distâncias entre pontos. Assim, conseguiu-se converter as distâncias entre pontos na ponderação desejada. De acordo com a quantidade de poços por metro quadrado, estabeleceu-se uma cotação, em percentagem, o que em termos geológicos se traduz no grau de confiança quanto à existência de informação que nos permite avaliar se há ou não condições de reservatório e se este é de boa qualidade. A ponderação distribuída foi determinada em conjunto na *Partex Services Portugal* e atribui-se a cotação de 50% quando não existem poços (a probabilidade de existir ou não um reservatório é a mesma) e de 95% quando existem (uma vez que estes dados são os que transmitem maior grau de confiança quanto à avaliação de existência de estruturas no subsolo).

RESERVATÓRIO (R)

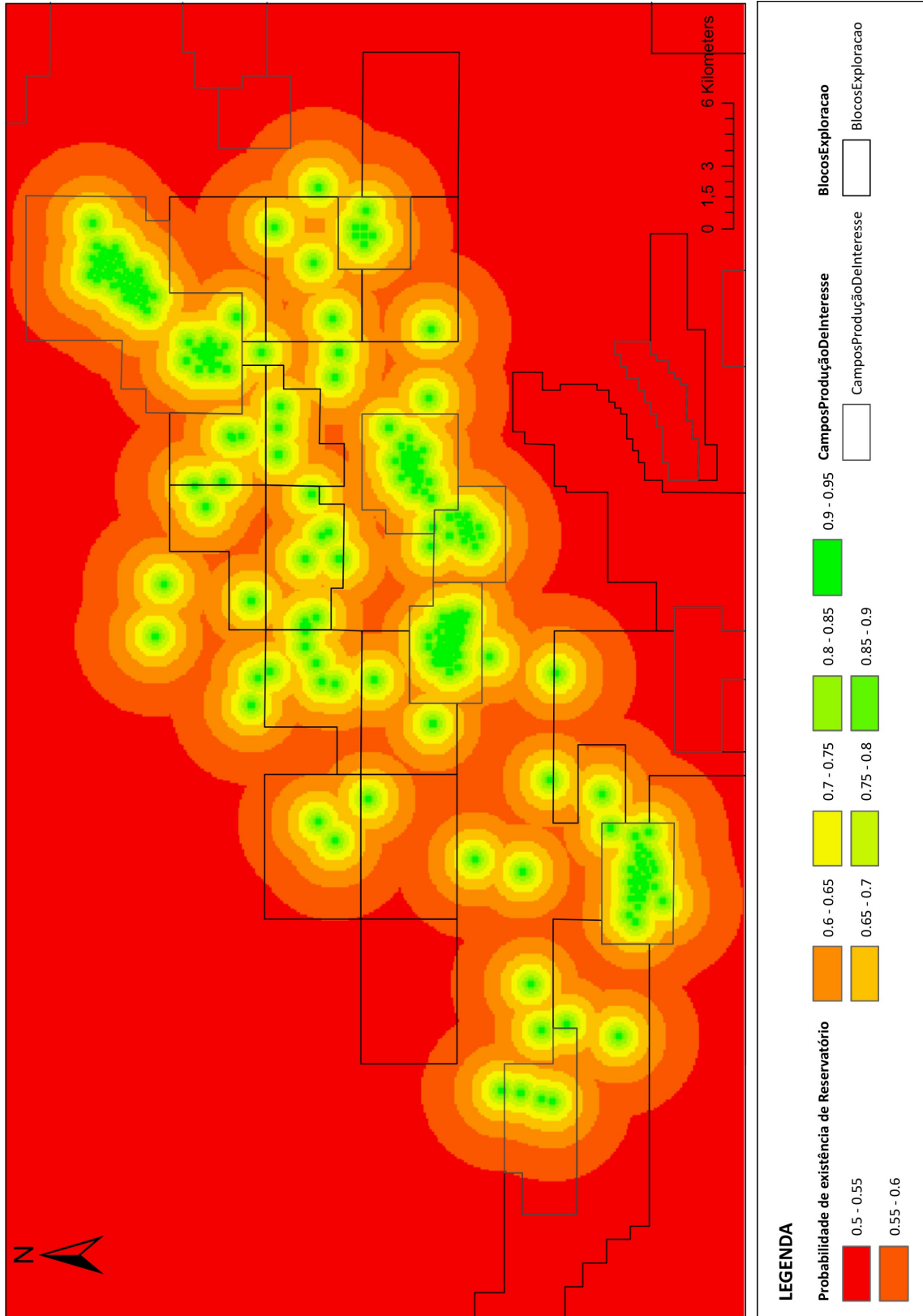
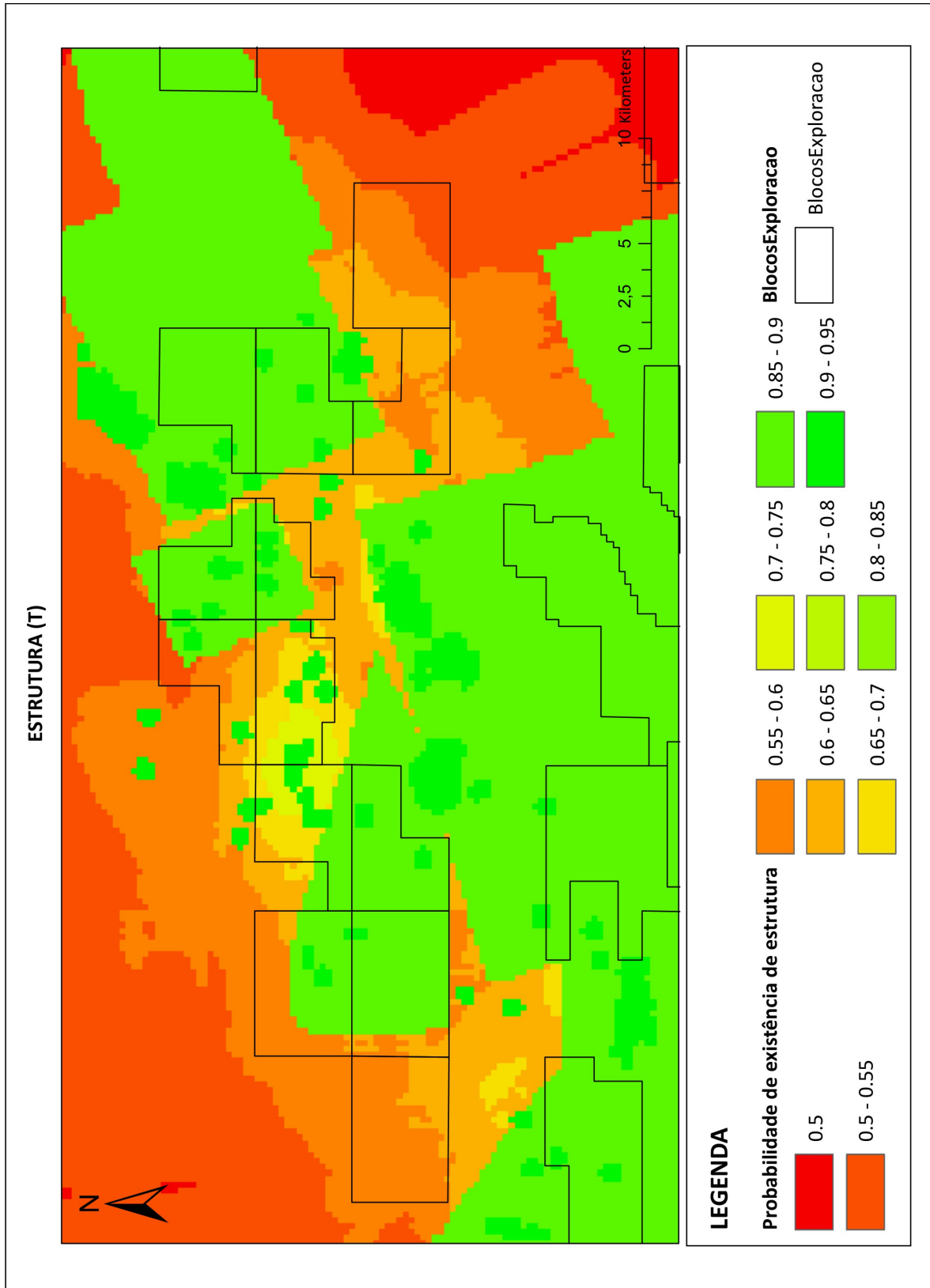


Fig. 36 - Mapa de Reservatório.

7.3.4 – Mapa de Estrutura

Os elementos que melhor definem as condições que nos permitem avaliar se existe uma estrutura capaz de armazenar hidrocarbonetos são as linhas sísmicas 2D e 3D e ainda os poços. Para o Mapa de Estrutura (Fig. 37 ou Anexo VIII), em vez do cálculo das distâncias entre pontos, foi utilizado o cálculo de densidades devido à grande distribuição da sísmica na área de estudo e também devido a estas se apresentarem no mapa sob a forma de linhas (2D) e polígonos (3D). Os poços são inseridos sob a forma de pontos mas, uma vez que o cálculo de densidades é efectuado no conjunto dos dados inseridos, e não individualmente, deixa-se de parte o cálculo das distâncias entre pontos. Assim, calculou-se a densidade de cada um deles e foram atribuídas cotações conforme o peso que cada um deles tem na contribuição final da determinação da existência de uma estrutura. Sabendo que o grau de certeza de cada elemento aumenta com a confiança atribuída ao conjunto de informação resultante de cada um deles, aparecem do menos incerto para o mais incerto a sísmica 2D, a sísmica 3D e os poços. Quando se determina a existência de um reservatório ou de uma estrutura ou de uma rocha geradora, a probabilidade de haver ou não haver é sempre de 50%, é sempre incerto e a probabilidade pende com o mesmo peso para as duas hipóteses. O 50% determina que pode ou não existir estrutura, tudo o que está abaixo é exactamente igual, “há ou não há?”. Dos 51% aos 100% pode-se afirmar com alguma certeza de que pode existir, sejam as notícias “boas” ou “más”. Com base nesta justificação, todos os cálculos efectuados foram forçados a iniciar sempre no 50% ou 0,5. Para que os elementos não tomassem nunca o valor nulo no mapa, atribui-se uma cotação mínima de probabilidade de 0,5 (ou 50%) a todos os valores que se encontravam no intervalo [0 – 0,5]. As cotações atribuídas a cada um dos três elementos vão do 50 – 100%, tendo sempre em conta o grau de confiança que cada um deles poderá transmitir. Assim, determinou-se que as linhas sísmicas 2D tomavam os valores de 50 – 75%, as linhas sísmicas 3D de 75 – 95% e os poços de 95 – 100%. O cálculo de densidades é traduzido por uma imagem digital de rastreio (*raster*), ou *bitmap*, ou ainda matricial, e é aquela que em algum momento apresenta uma correspondência *bit-a-bit* entre os pontos da imagem *raster* e os pontos da imagem

reproduzida na tela de um monitor. As imagens do tipo *raster* são, no fundo, imagens fotográficas (wikipedia). Após se terem criado os *rasters* de densidades (sejam de linhas (2D), polígonos (3D) ou pontos (poços)), o que traduz matematicamente uma recta de tendência $y = mx + b$, podem-se reajustar os valores das densidades achando um novo 'y'. Desta forma, forçaram-se os valores das densidades a tomar valores reais, geológicos, que traduzem o que, na realidade, representam a sísmica 2D, a 3D e os poços a cobrir uma área de um metro quadrado no mapa. No final, com as três densidades correspondentes a cada um dos três elementos, calculou-se o valor máximo dos três elementos, ou seja, para determinada área prevalecem apenas os valores mais altos, e são estes que conferem a cotação/valor para essa mesma área.



7.3.5 – Mapa de Migração

Para a elaboração do Mapa de Migração (Fig. 40 ou Anexo IX), foi mais uma vez utilizado o ficheiro dos poços mas, desta vez o ficheiro original dos poços (correspondente a toda a Bacia Potiguar) (Fig. 39). A elaboração do modelo de migração foi efectuado consoante o resultado de cada poço (seco, com óleo, com indícios, etc.), e este encontra-se discriminado na tabela de atributos correspondente ao ficheiro dos poços. Sabendo que toda a bacia teve como recarga a mesma rocha geradora, e sabendo que o padrão de migração pode ser mascarado por falta de informação para o avaliar, procedeu-se à elaboração de um modelo de migração utilizando para isso todos os poços efectuados na bacia. Note-se que sempre que se utiliza o ficheiro dos poços, ele é utilizado de diferentes maneiras consoante o que se está a avaliar. De acordo com o resultado de cada poço, estes classificaram-se quanto à possível migração: aos poços secos sem indícios de petróleo foi atribuída a cotação de 5% (de forma a forçar a não existência de valores nulos), aos poços secos com indícios de óleo e gás 50%, aos poços portadores de óleo e produtores subcomerciais de óleo e gás 70% e, aos poços produtores de óleo e gás e poços descobridores de novas jazidas com óleo e gás 95%. Usando o *geostatistical wizard* (ferramenta do *ArcMap*), pelo método de *Global Polynomial Interpolation* (Fig. 38), elaborou-se um modelo de padrões de migração para a parte emersa da Bacia Potiguar (Fig. 40 ou Anexo IX).

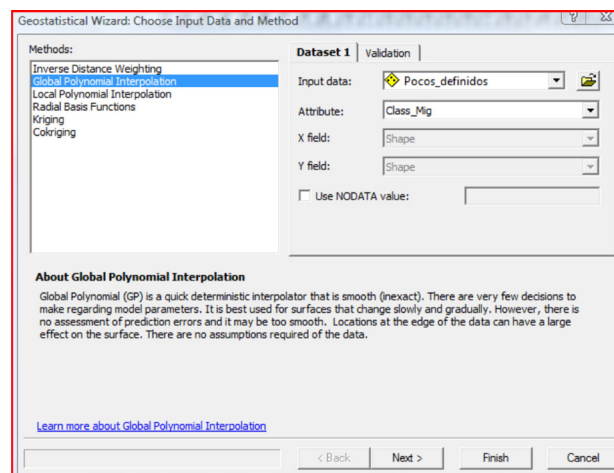


Fig. 38 – *Global Polynomial Interpolation*.

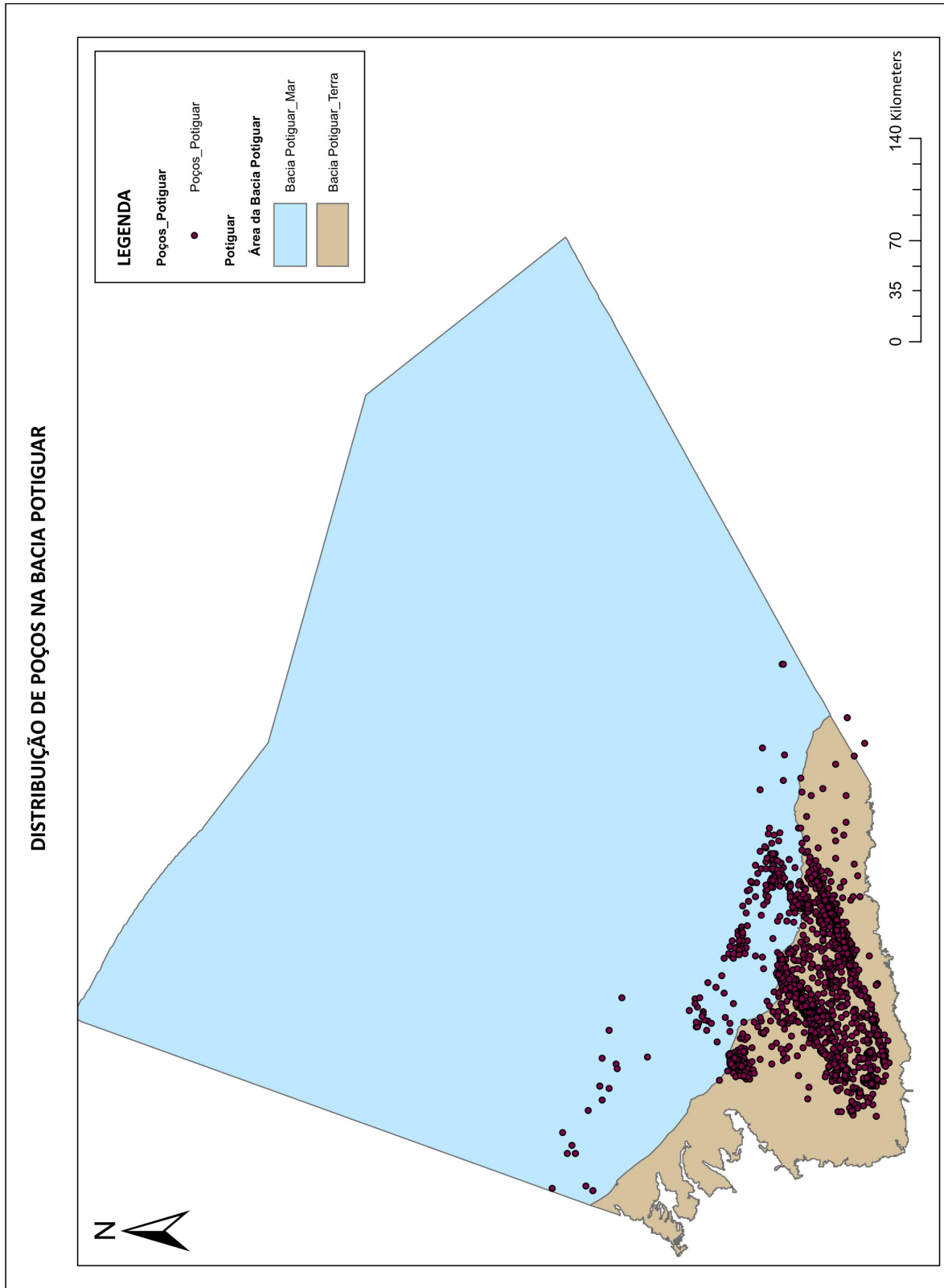
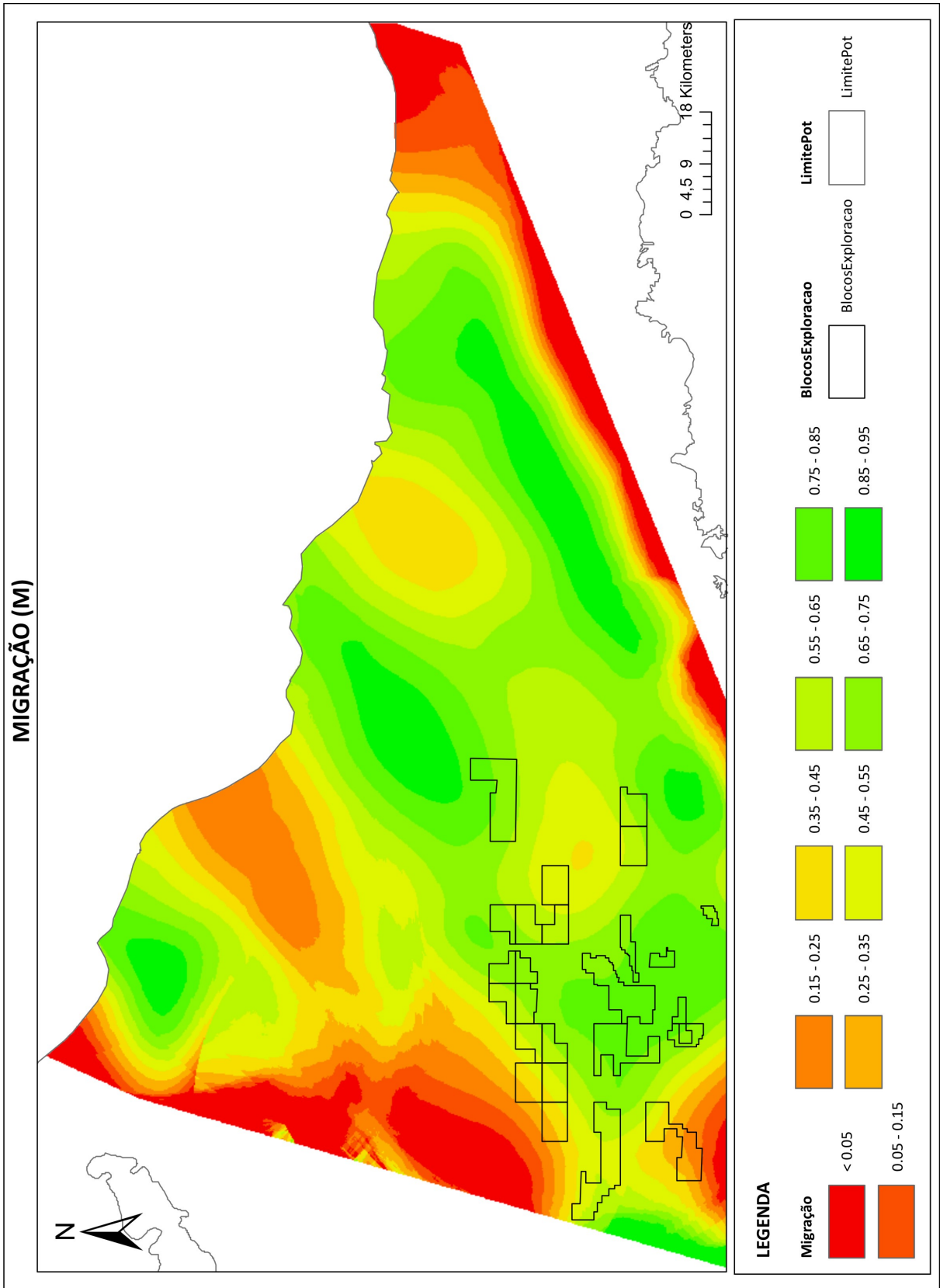


Fig. 39 - Distribuição de poços na Bacia Potiguar.



7.3.6 – Mapa de Risco de Exploração (Probabilidade de Sucesso)

A partir dos mapas elaborados anteriormente, foi criado um mapa final (Fig. 41 ou Anexo X) que define a probabilidade de sucesso geológico (COS – *Chance of Success*) para o sector em estudo e designa-se Mapa de Probabilidade de Sucesso Geológico (ou de Risco de Exploração). Para calcular a probabilidade de sucesso geológico utilizaram-se os mapas de dados geológicos, que desempenham o papel de variáveis na seguinte equação, $COS = SR \times R \times T \times M$, sendo COS expressa sob a forma de percentagem, e SR, R, T e M representam respectivamente a rocha geradora, o reservatório, a estrutura e a migração. Todas as variáveis foram calculadas e mapeadas exceptuando a rocha geradora, uma vez que se sabe *a priori* que ela existe mas não ocorre no sector em foco, e como tal no cálculo de COS toma o valor de 1 (valor máximo de probabilidade de ocorrer e gerar óleo). O mapa que resultou desta operação representa a variação espacial da probabilidade de sucesso geológico para aquela área, isto é, traduz o inverso do risco de exploração.

Ainda que não tenha sido elaborada no decorrer deste trabalho, sobre a informação obtida do processamento dos dados de risco de exploração pode ser ainda associada a resultante dos dados de geográficos. Deste modo, poderão ser identificadas zonas de impacto ambiental e social que condicionem também a actividade de exploração ou a escolha da área a explorar.

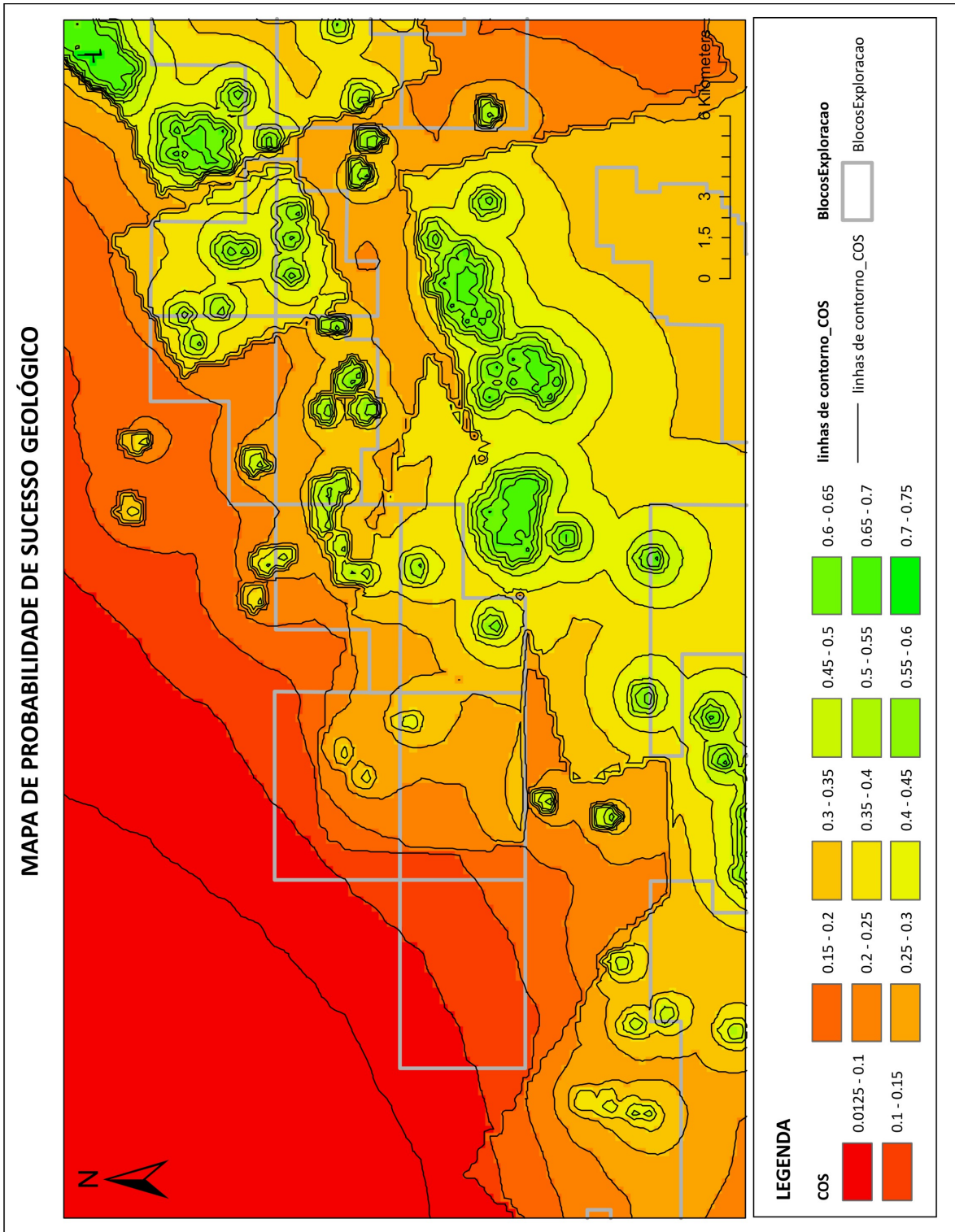


Fig. 41 - Mapa de Probabilidade de Sucesso Geológico ou de Risco de Exploração.

CAPÍTULO 8 – VOLUME DE HIDROCARBONETOS

Os volumes de óleo e gás são expressos como o produto resultante de um número de parâmetros individuais. Devido à incerteza do valor de cada parâmetro individual, os volumes de óleo e gás podem ser representados como uma distribuição que geralmente é lognormal (Otis e Schneidermann, 1997). Neste texto, a distribuição representa a extensão de hidrocarbonetos recuperáveis (a reserva, no seu conceito geral) que se espera encontrar aquando da furação do poço, assumindo sucesso geológico. Não é a distribuição que representa a extensão comercial das reservas, reservas provadas, ou qualquer outro tipo de reservas de consideração económica. São consideradas reservas, as quantidades de hidrocarbonetos recuperáveis, espectáveis antecipadamente (Otis e Schneidermann, 1997).

No decorrer deste projecto, elaborou-se um método para estimar volumes de hidrocarbonetos. Este método consistiu na elaboração de uma folha de cálculos no *software Microsoft Excel*. Note-se que todos os valores foram criados hipoteticamente, sem qualquer base em informação sobre Bacia Potiguar. Foi apenas um exercício criado para estimar volumes de hidrocarbonetos, de forma a poder-se usar este método aquando da exploração real.

Foi elaborada uma tabela com os hipotéticos prospectos e os respectivos parâmetros de reservatório (também hipotéticos):

Propriedades do Reservatório	A	B	C	D	E	F	G	H
Área (Km2)	10	6	10	8	5	7	6	10
Espessura do Reservatório (m)	10	10	9	10	15	25	18	14
Correcção Geométrica (%)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Net/Gross (%)	0,3	0,5	0,4	0,3	0,4	0,5	0,3	0,5
Porosidade (%)	0,2	0,18	0,2	0,25	0,15	0,25	0,2	0,15
Saturação de óleo (%)	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,7	0,6	0,6
Redução de óleo 1/Bo (%)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Recuperação de óleo (%)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Os parâmetros usados foram a área de exploração, a espessura do reservatório, a correcção geométrica do reservatório, o Net/Gross que traduz a porosidade *versus* permeabilidade do reservatório, a porosidade, a saturação de óleo presente no

reservatório, o *shrinkage factor* ou redução de óleo que se refere à redução de volume de óleo quando é retirado em profundidade para a superfície, em que normalmente perde volume, e ainda a recuperação de óleo que é representada pela percentagem de extração de óleo em profundidade.

Com os valores da tabela acima, procedeu-se ao cálculo de óleo *in-place* (OIP) para cada um dos prospectos e a respectiva reserva recuperável (Fig. 42). Os valores de COS (Chance of Success) são também hipotéticos.

$OIP = A \times H \times NG \times \phi \times S_o \times 1/Bo$	Para o prospecto A: OIP = 3,60 Rec. Res. = 1,08 COS = 0,25	Para o prospecto E: OIP = 1,69 Rec. Res. = 0,51 COS = 0,5
Rec. Res. = OIP x RF	Para o prospecto B: OIP = 2,84 Rec. Res. = 0,85 COS = 0,40	Para o prospecto F: OIP = 11,48 Rec. Res. = 3,45 COS = 0,2
A - área (km ²) H - Espessura (m) NG - Net/Gross (%) ϕ - Porosidade (%) So - Saturação de óleo (%) 1/Bo - Redução de óleo (%) OIP - óleo <i>in-place</i> (MMbbl) Rec. Res - Reserva Recuperada (%) RF - Factor de Recuperação (m ³ ou bbl)	Para o prospecto C: OIP = 3,78 Rec. Res. = 1,13 COS = 0,35	Para o prospecto G: OIP = 2,92 Rec. Res. = 0,87 COS = 0,4
	Para o prospecto D: OIP = 2,70 Rec. Res. = 0,81 COS = 0,45	Para o prospecto H: OIP = 4,73 Rec. Res. = 1,42 COS = 0,3

Fig. 42 – Cálculo de óleo in-place e respectiva reserva recuperável.

De acordo com os cálculos obtidos elaborou-se um *ranking* de Probabilidade de Sucesso (valores de COS), onde foram também calculadas as reservas ponderadas (*Risked Reserves, MMbbl*) que traduz a expressão $COS \times Rec. Rec.$, exibido na seguinte tabela:

Ranking	Prospectos	Reserva Recuperável	COS	Risked Reserves
1	E	0,51	0,50	0,26
2	D	0,81	0,45	0,36
3	B	0,85	0,40	0,34
4	G	0,87	0,40	0,35
5	A	1,08	0,25	0,27
6	C	1,13	0,35	0,40
7	H	1,42	0,30	0,43
8	F	3,45	0,20	0,69

Os prospectos E e A são os que apresentam maior risco e como tal as suas reservas são menores, enquanto que o prospecto F é o que apresenta menor risco e maior reserva. O cálculo das reservas ponderadas permite comparar o risco de prospectos com volumes de hidrocarbonetos semelhantes e a partir desta comparação tomar uma decisão em qual dos prospectos se deve furar.

CAPÍTULO 9 - CONCLUSÕES

Com a realização deste trabalho, conclui-se que as tecnologias SIG aplicadas à exploração de hidrocarbonetos são importantes na gestão e análise de dados georreferenciados, permitindo correlacionar dados de diversos tipos que se traduzem num Mapa de Probabilidade de Sucesso Geológico, delimitando áreas de risco de exploração, e conseqüentemente contribuindo para a decisão da escolha da área a explorar.

A integração destes resultados permite ainda uma melhor caracterização dos elementos e processos de um sistema petrolífero, que associado à análise de risco, serve como auxiliar para posicionamento de campanhas de exploração e infra-estruturas de superfície.

Conclui-se ainda, que a quantidade e a qualidade dos dados são a condição principal para a elaboração de mapas. Foi nesta base de raciocínio que se elaboraram os mapas individuais, os mapas informativos e os mapas geológicos. Existindo dados suficientes e o controlo da qualidade desses mesmos dados foi possível delinear os Mapas de Estrutura, de Migração e de Reservatório, os quais foram incorporados para a elaboração do mapa final (Mapa de Probabilidade de Sucesso Geológico).

Não estão implícitos os valores ou resultados retirados de cada linha sísmica, por exemplo, mas sim o facto de eles existirem em determinada área, exceptuando para a elaboração de padrões de migração em que foram usados os resultados de cada poço.

Por último, conclui-se que de acordo com a taxa de sucesso referente à Bacia Potiguar (à volta dos 40% de sucesso), o Mapa de Probabilidade de Sucesso (COS – *Chance of Success*) corresponde à realidade. A taxa de sucesso média do mapa elaborado ronda os 30-40% no geral, diminuindo quando a qualidade e quantidade de informação diminui e aumenta para os 60-70% quando a qualidade e quantidade dos dados aumenta. Estes factos encontram em acordo com o que ocorre actualmente na Bacia Potiguar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Gomes, J. S. e Alves, F. B., 2007 – O Universo da Indústria Petrolífera - Da Pesquisa à Refinação, Fundação Calouste Gulbenkian, pp. 3-12, 59-131.
- Kelvin, C. e Mizusaki, A. P., 2007 – Cimentação Carbonática em Reservatórios Siliciclásticos - O Papel da Dolomita, Instituto de Geociências (Brasil) e Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais.
- Rose, P. R., 2007 – Measuring what we think we have found: Advantages of probabilistic over deterministic methods for estimating oil and gas reserves and resources in exploration and production, AAPG Bulletin, v. 91, no. 1.
- Soares, U. M. & Rossetti, E. L., 2005 – Tectonismo e sedimentação na porção SW do Rifte Potiguar - Bacia Potiguar emersa, B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, pp. 149-166.
- ANP, 2003 – Sumário Geológico Potiguar, Quinta rodada de licitações, Agência Nacional de Petróleo, Brasil, pp. 2-7.
- Coburn, T. C. e Yarus, J. M., 2000 – Geographic Information Systems in Petroleum Exploration and Development, The American Association of Petroleum Geologists, U.S.A..
- Magoon, L. B. and Beaumont, E. A., 1999 – Exploring for Oil and Gas Traps, Edward A. Beaumont and Norman H. Foster, eds., AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Chapter 3, pp 3-34.
- Ross, J. G., Ross, J.G., Gaffney, Cline & Associates 1997 – The Philosophy of Reserve Estimation, Society of Petroleum Engineers, Inc., SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 16-18 March 1997, Dallas, Texas.
- Otis, R. e Schneidermann, N., 1997 – A process for evaluating exploration prospects, AAPG Bulletin, v. 81, no. 7, pp 1087-1109.

Magoon, L. B. & Dow, W. G., (1994) – The Petroleum System - From Source to Trap
Magoon, L. B. & Dow, W. G. Eds, AAPG (American Association of Petroleum Geologists) Memoir 60, pp 3-24.

White, D. A., 1993 – Geologic risking guide for prospects and plays, AAPG Bulletin, v. 77, pp. 2048-2061.

Trindade, L. A. F., Brassel, S. C., e Santos Neto, E. V., 1992 – Petroleum Migration and Mixing in Potiguar Basin, Brazil, AAPG Bulletin, v. 76, no. 12, pp. 1903-1924.

http://fadepe.com.br/restrito/conteudo_pos/petro_GEOLOGIA%20DE%20PETROLEO%20parte%201.ppt

<http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm>

http://pt.wikipedia.org/wiki/Imagem_digital

<http://tecnopetrobr.blogspot.com/2008/11/ssmica-de-reflexo.html>

<http://vaniateixeira.blogspot.com/2010/06/formacao-de-rochas-sedimentares.html>

<http://www.ntt.eng.br/pt/>

ANEXO I

MAPA COMUM

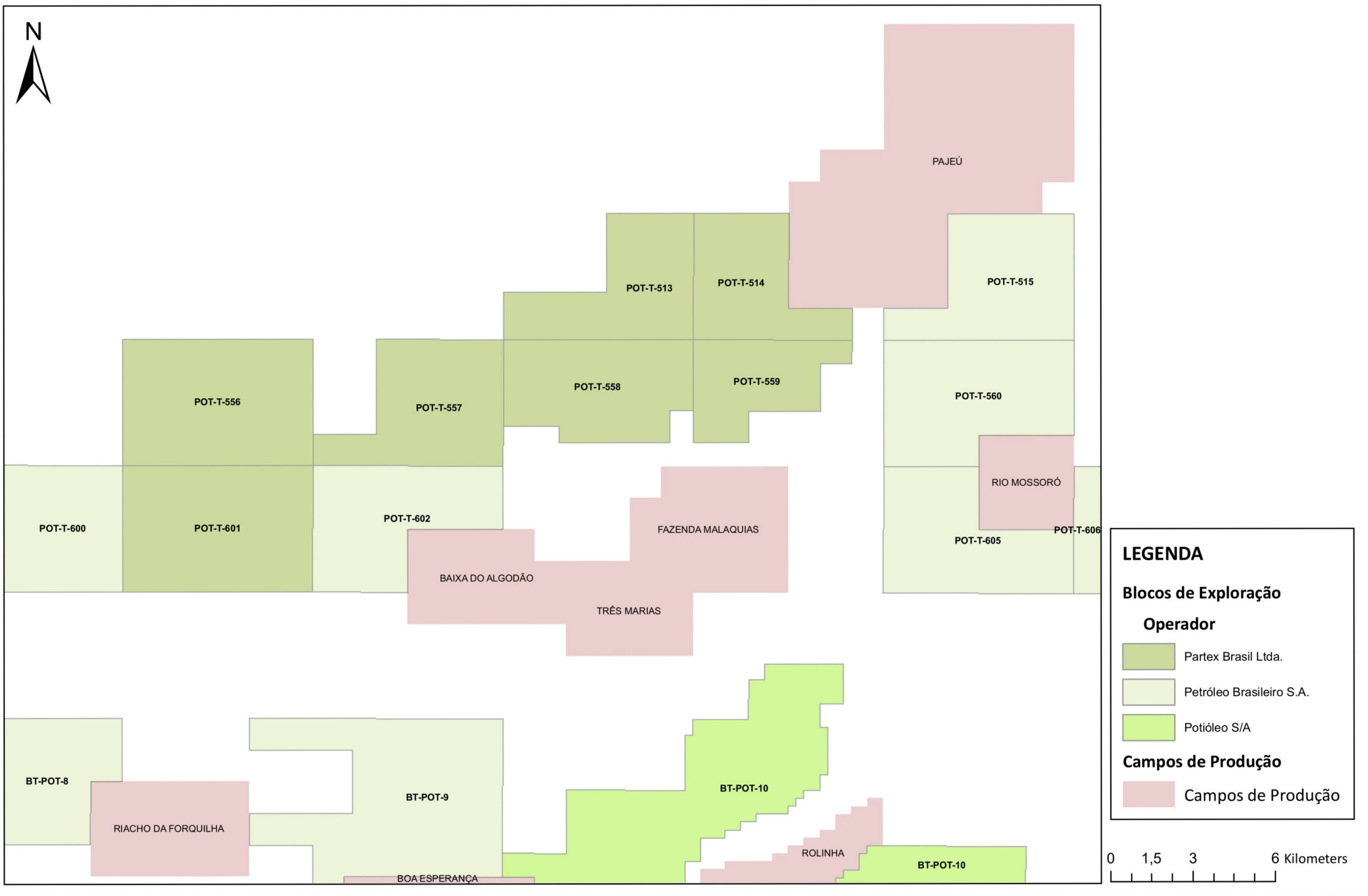


Fig. 30 - Mapa Comum.

ANEXO II

MAPA DE COBERTURA DE POÇOS

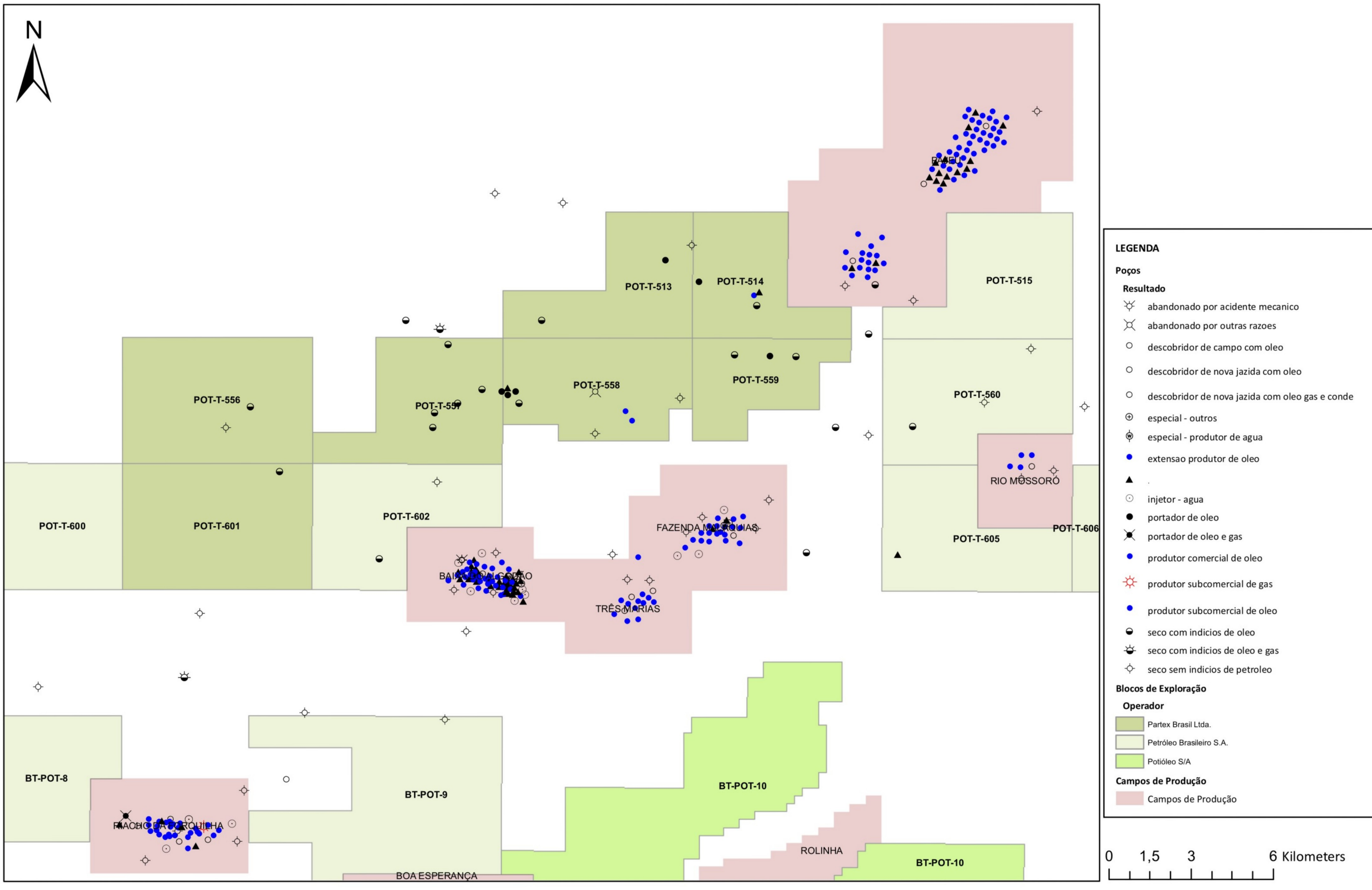


Fig. 31 - Mapa de cobertura de poços.

ANEXO III

MAPA DE COBERTURA SÍSMICA 2D

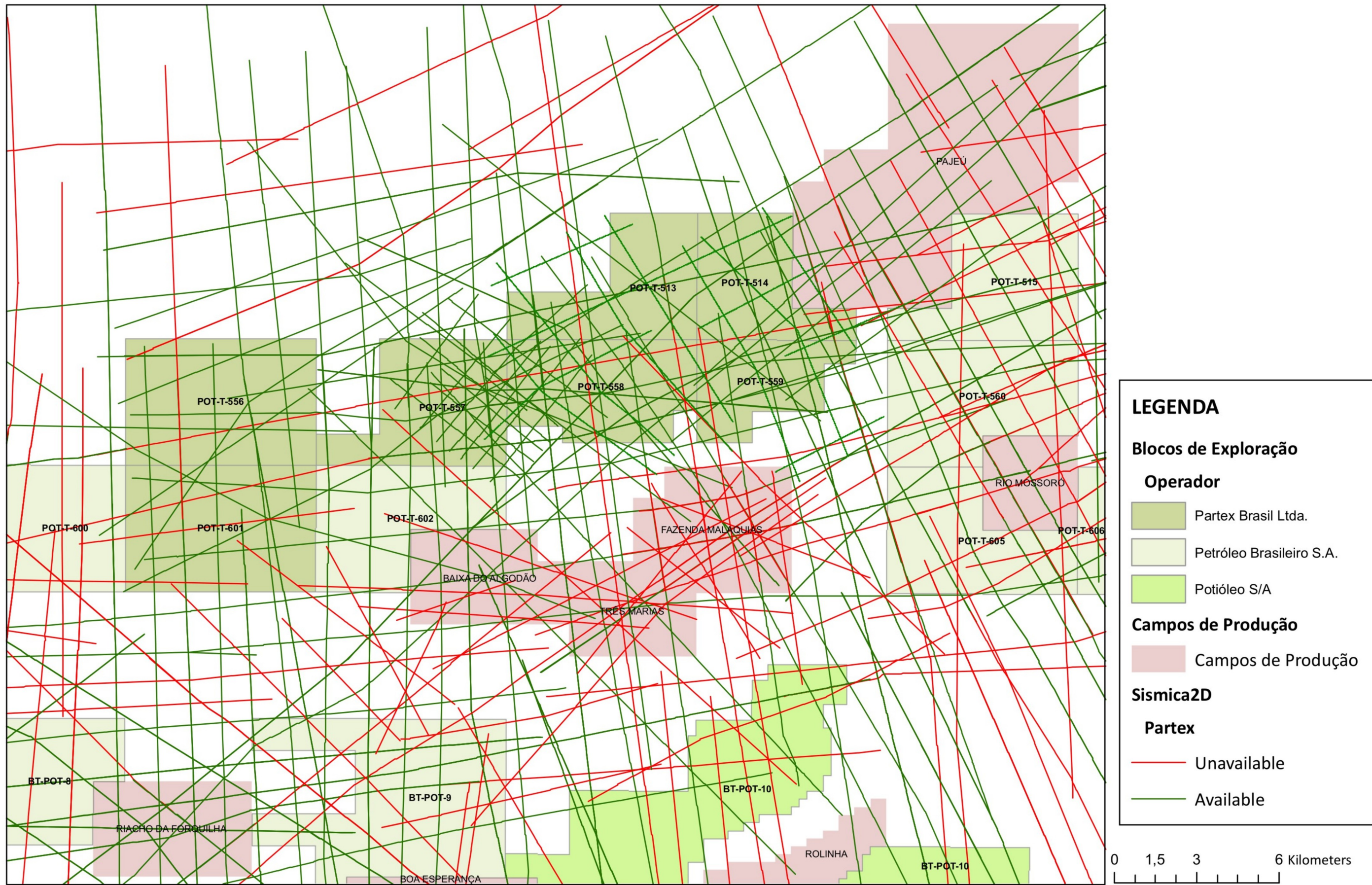


Fig. 32 - Mapa de cobertura sísmica 2D.

ANEXO IV

MAPA DE COBERTURA SÍSMICA 3D

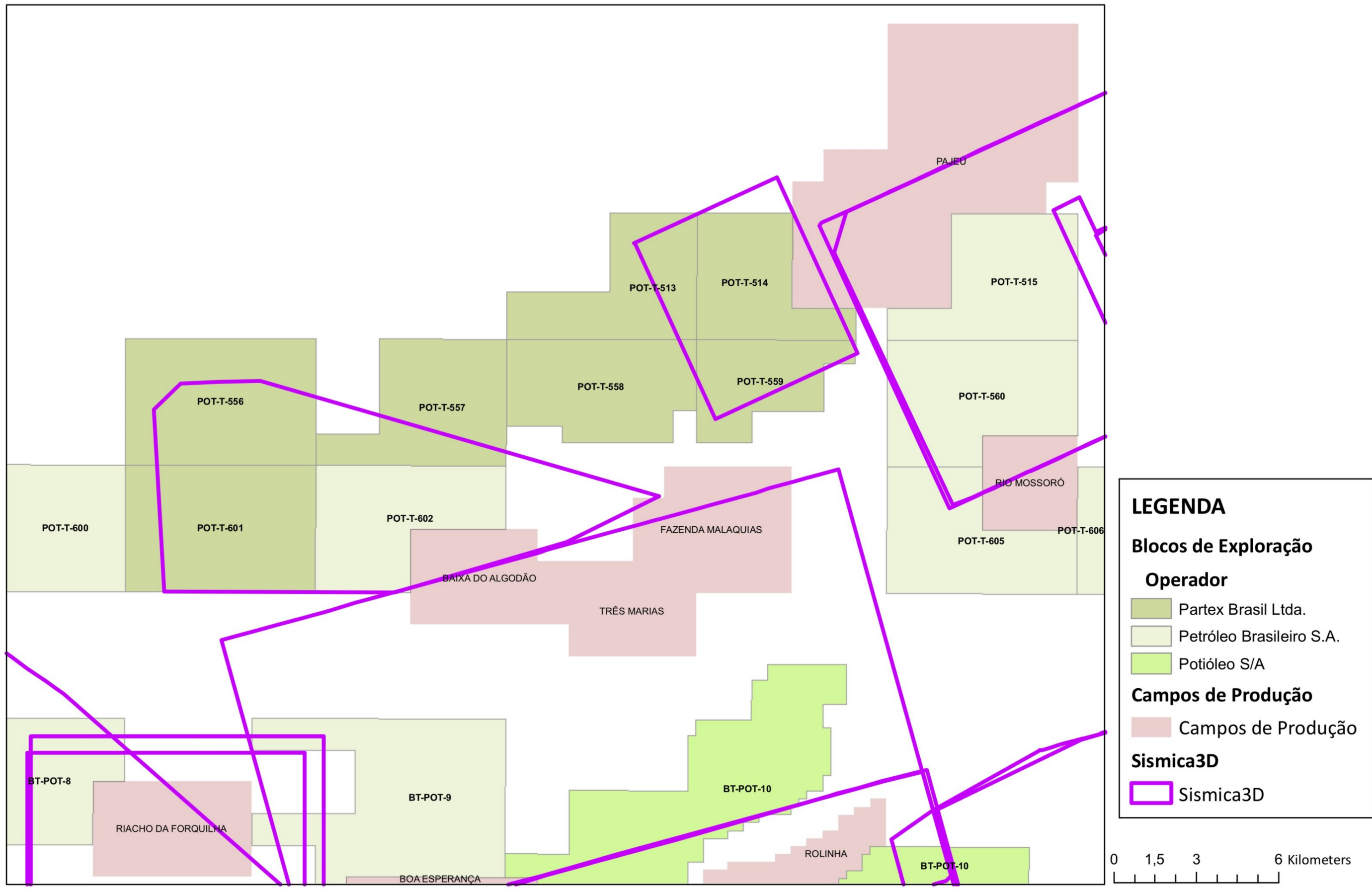
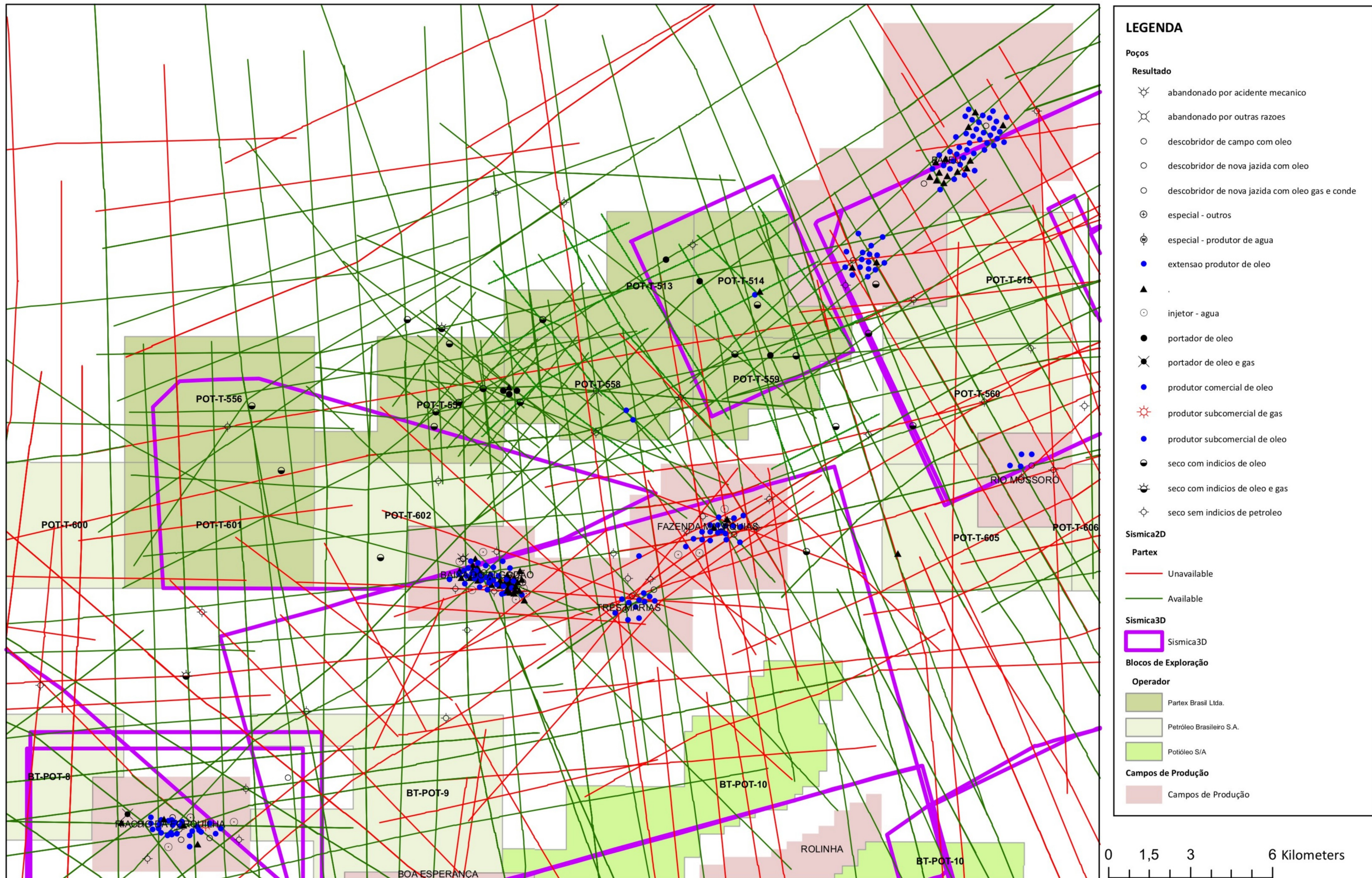


Fig. 33 - Mapa de cobertura sísmica 3D.

ANEXO V

MAPA BASE



LEGENDA

Poços

Resultado

- ☼ abandonado por acidente mecanico
- ⊗ abandonado por outras razoes
- descobridor de campo com oleo
- descobridor de nova jazida com oleo
- descobridor de nova jazida com oleo gas e conde
- ⊕ especial - outros
- ⊕ especial - produtor de agua
- extensao produtor de oleo
- ▲ .
- injetor - agua
- portador de oleo
- ⊗ portador de oleo e gas
- produtor comercial de oleo
- ☼ produtor subcomercial de gas
- produtor subcomercial de oleo
- seco com indicios de oleo
- ⊗ seco com indicios de oleo e gas
- ⊕ seco sem indicios de petroleo

Sismica2D

Partex

- Unavailable
- Available

Sismica3D

- Sismica3D

Blocos de Exploração

Operador

- Partex Brasil Ltda.
- Petróleo Brasileiro S.A.
- Potióleo S/A

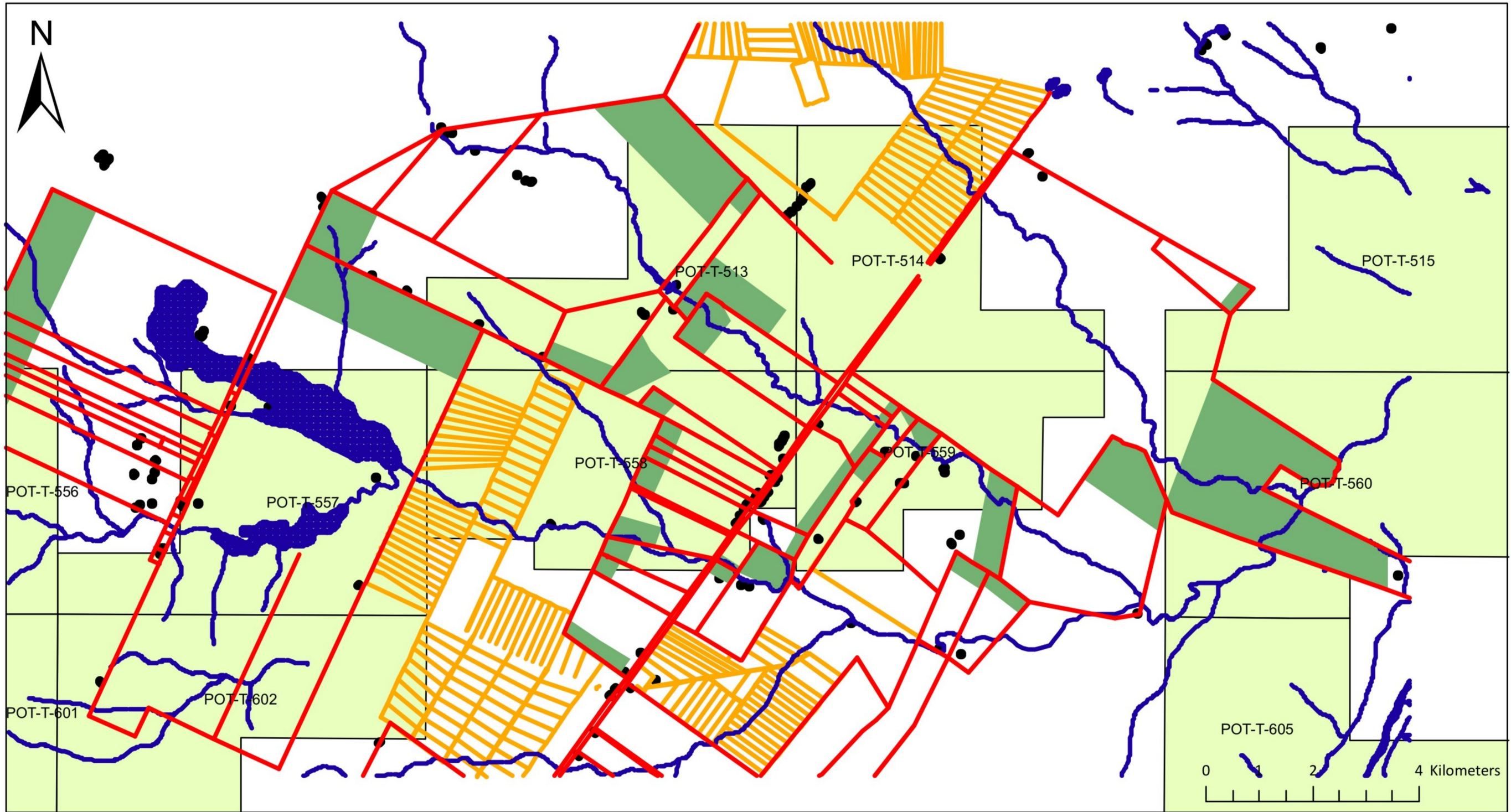
Campos de Produção

- Campos de Produção

Fig. 34 - Mapa Base.

ANEXO VI

MAPA CULTURAL



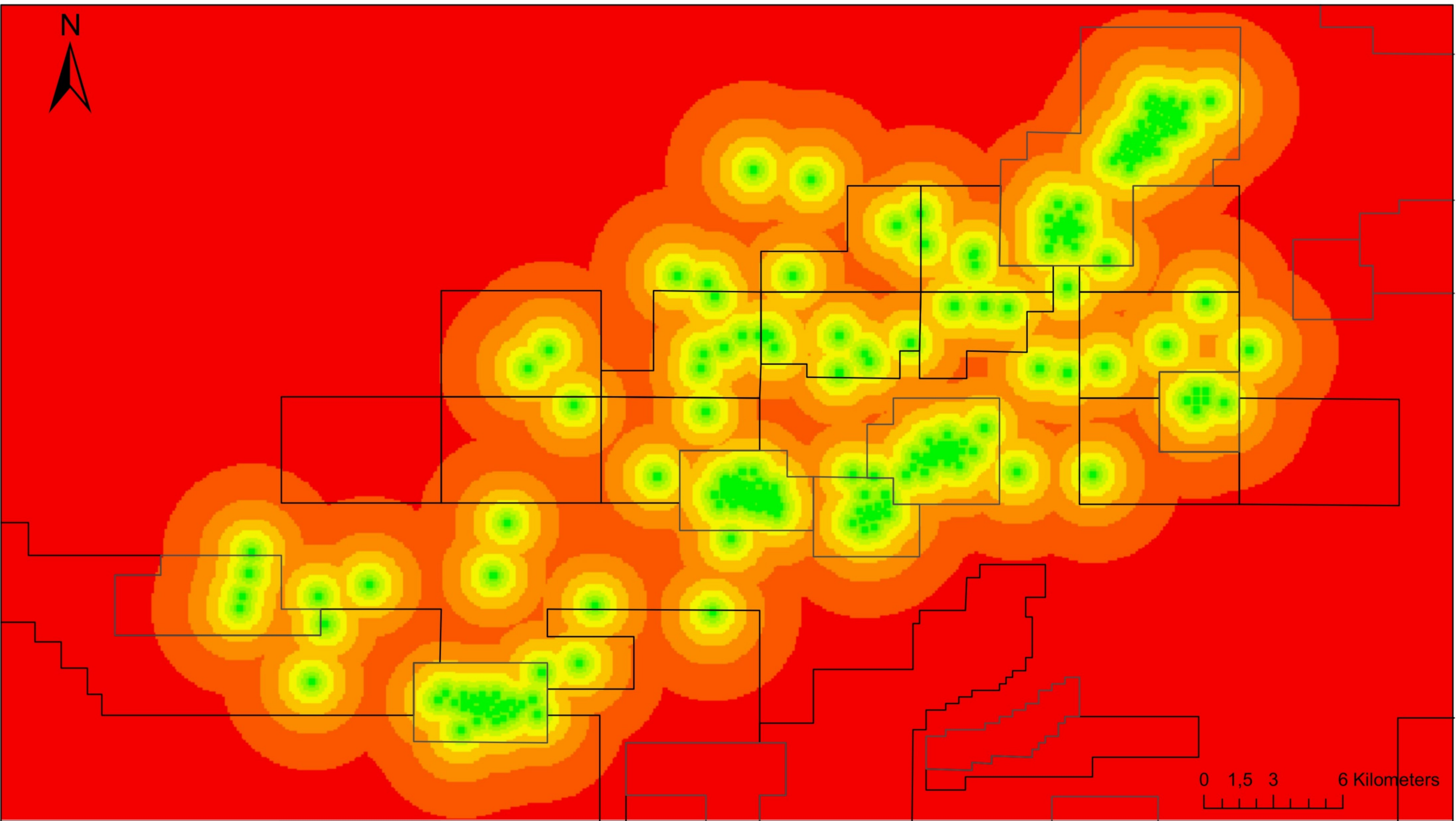
LEGENDA

- propriedades
- hidrografia
- assentamentos
- reservas
- casas
- BlocosExploracao

Fig. 35 - Mapa Cultural.

ANEXO VII

RESERVATÓRIO (R)



LEGENDA

Probabilidade de existência de Reservatório

0.5 - 0.55

0.55 - 0.6

0.6 - 0.65

0.65 - 0.7

0.7 - 0.75

0.75 - 0.8

0.8 - 0.85

0.85 - 0.9

0.9 - 0.95

Campos Produção De Interesse

Campos Produção De Interesse

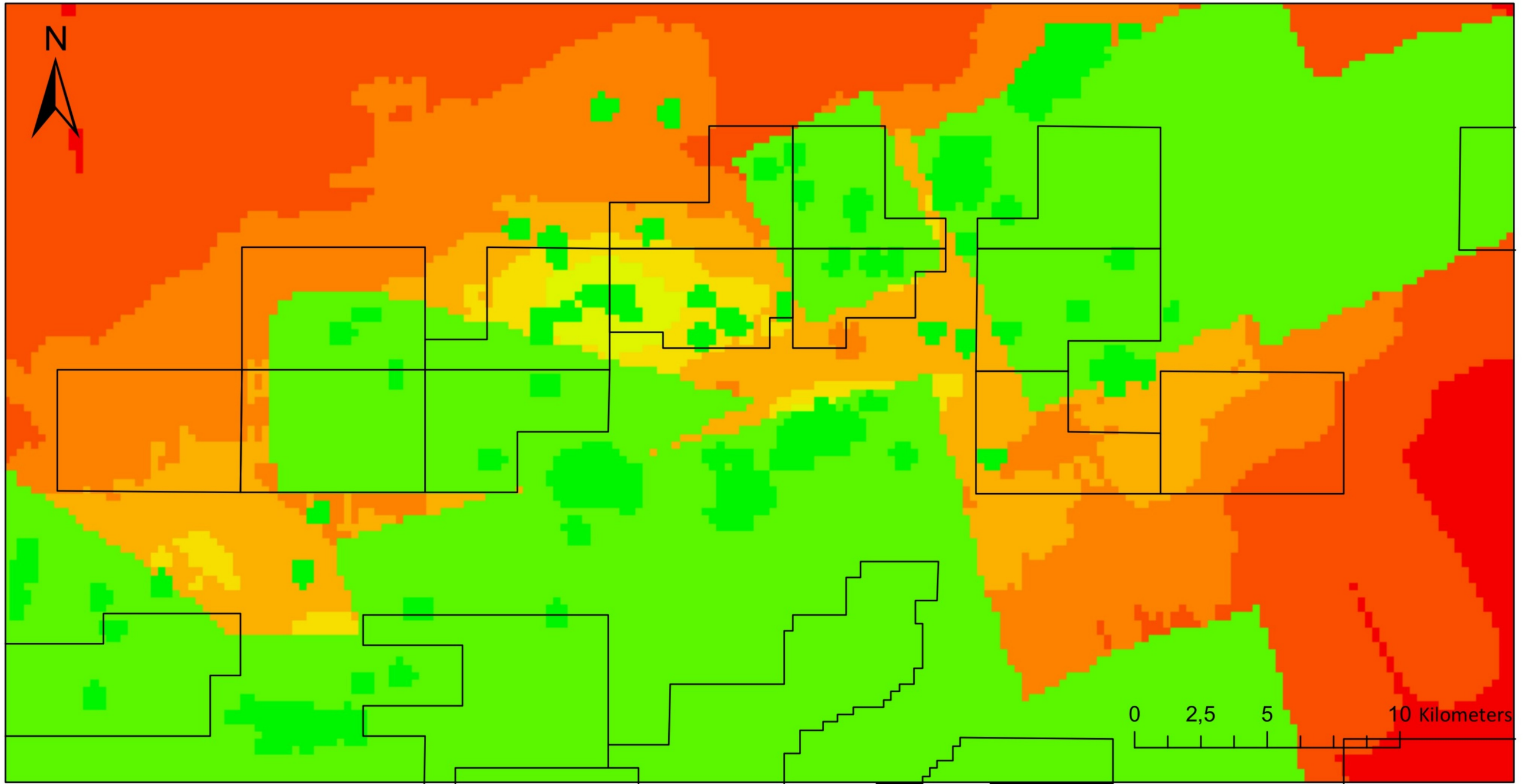
Blocos Exploração

Blocos Exploração

Fig. 36 - Mapa de Reservatório.

ANEXO VIII

ESTRUTURA (T)



LEGENDA

Probabilidade de existência de estrutura

0.5

0.5 - 0.55

0.55 - 0.6

0.6 - 0.65

0.65 - 0.7

0.7 - 0.75

0.75 - 0.8

0.8 - 0.85

0.85 - 0.9

0.9 - 0.95

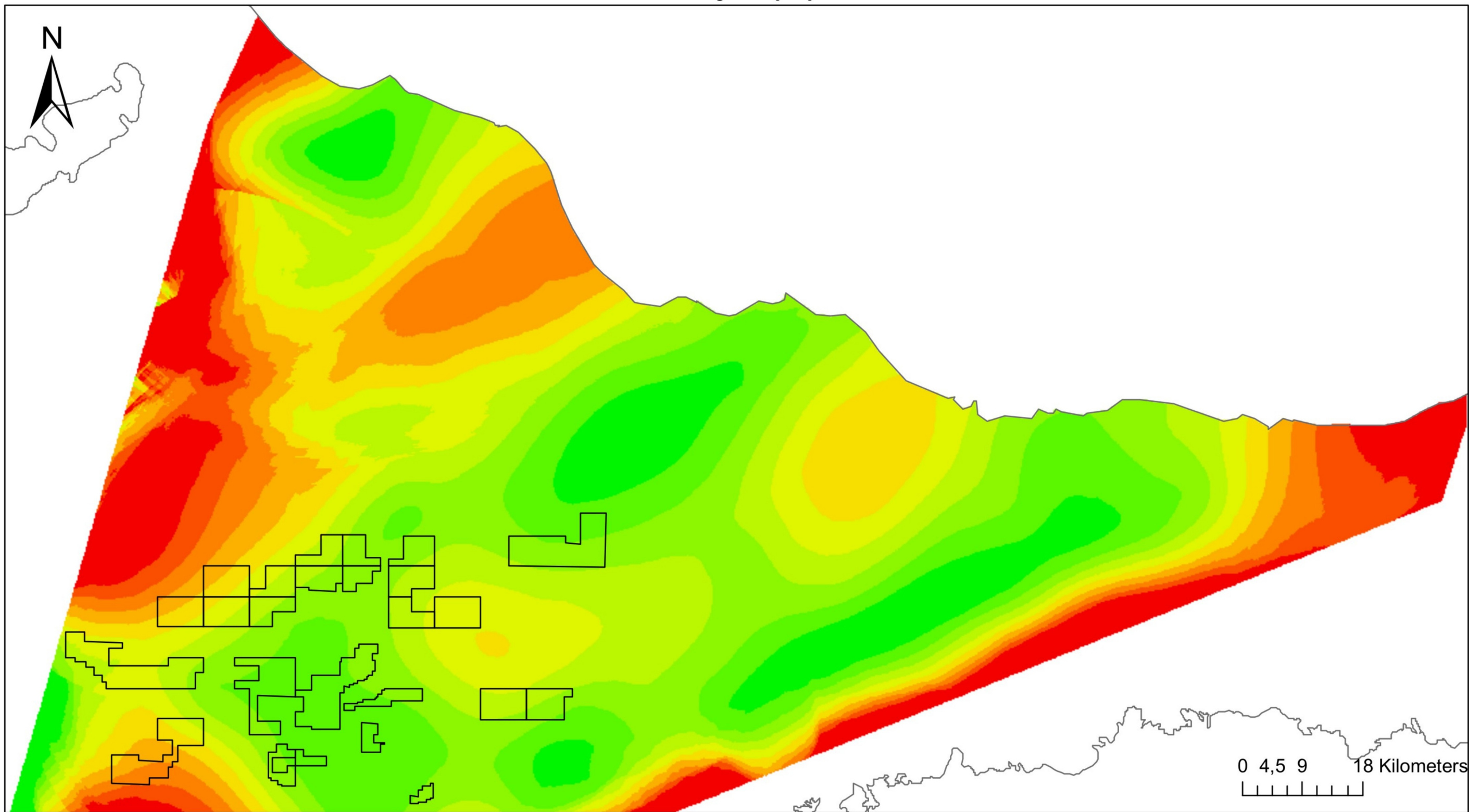
BlocosExploracao

BlocosExploracao

Fig. 37 - Mapa de Estrutura.

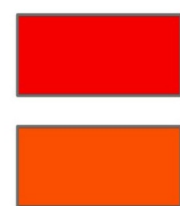
ANEXO IX

MIGRAÇÃO (M)



LEGENDA

Migração



< 0.05

0.05 - 0.15

0.15 - 0.25

0.25 - 0.35

0.35 - 0.45

0.45 - 0.55

0.55 - 0.65

0.65 - 0.75

0.75 - 0.85

0.85 - 0.95

BlocosExploracao



BlocosExploracao

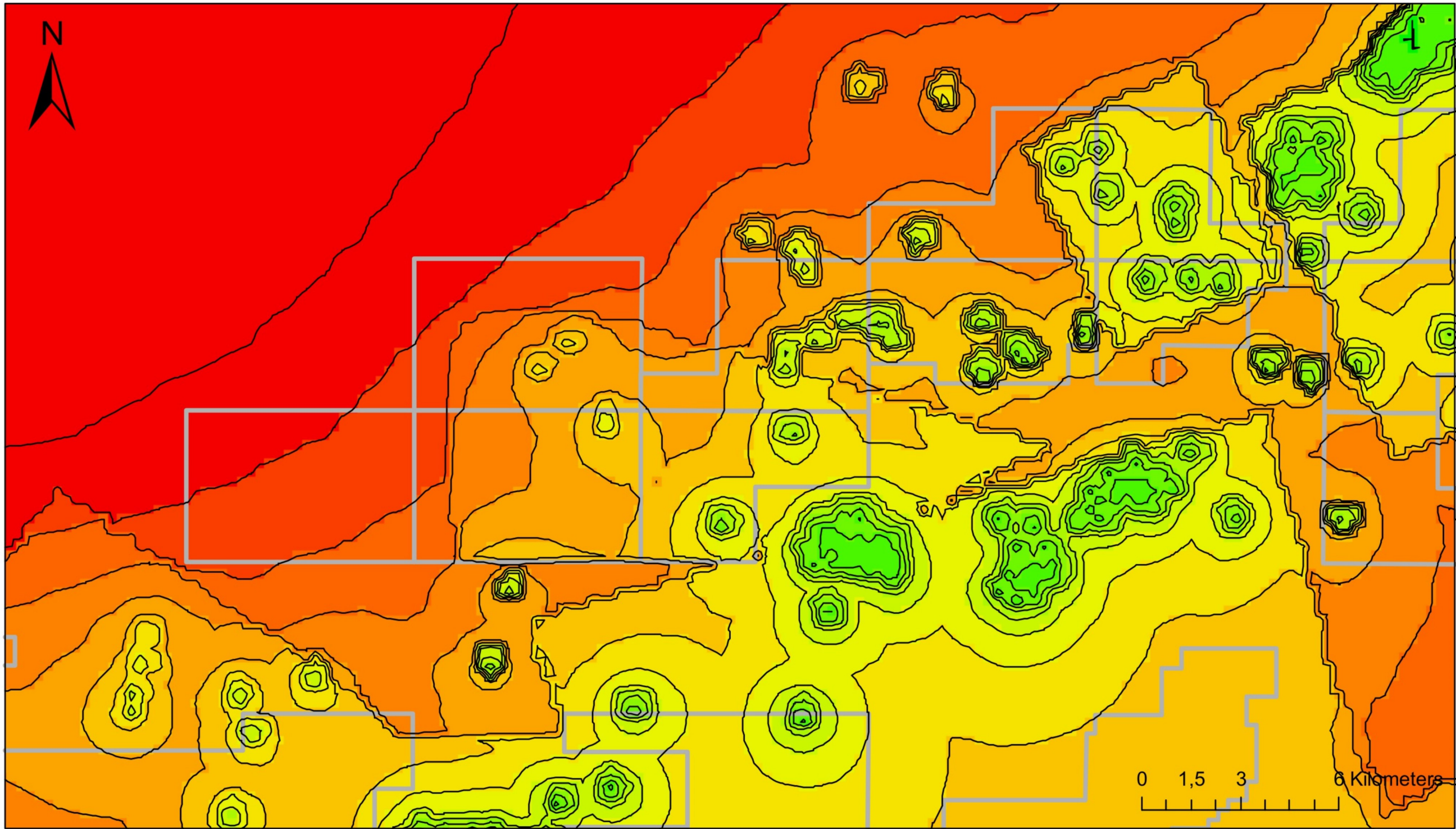
LimitePot



LimitePot

ANEXO X

MAPA DE PROBABILIDADE DE SUCESSO GEOLÓGICO



LEGENDA

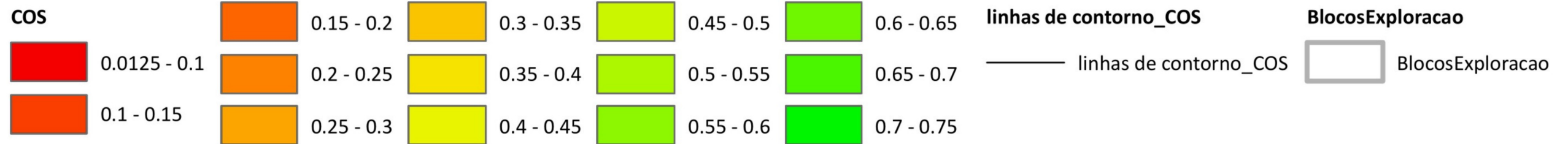


Fig. 41 - Mapa de Probabilidade de Sucesso Geológico ou de Risco de Exploração.