

1. Introdução

O tópico desta Pesquisa de Mestrado foi concebido como uma forma de dar continuidade e atualizar os trabalhos realizados por Chaves *et al*, na década de 1980, quando os conceitos de avaliação de reservas a descobrir (óleo iminente a descobrir - *yet-to-find-oil*), utilizando modelos estocásticos do processo exploratório, estavam sendo disseminados no Brasil. O foco desses estudos era, e continua sendo, extremamente pertinente para os *players* da indústria do petróleo, que constantemente estão envolvidos em processos decisórios para determinar onde e quanto investir em novos esforços exploratórios.

Essa nova abordagem da avaliação de *yet-to-find-oil* foi contextualizada da seguinte forma:

“Estimar o volume total de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar, e procurar conhecer, a cada momento do processo exploratório, quanto ainda falta por encontrar e qual o prêmio esperado para o próximo esforço exploratório de x poços, é um desafio constante à gerência, pois dessas variáveis depende a evolução do custo econômico de descoberta e da produção de petróleo.” (Chaves, 1984a).

E de outra forma:

“A previsão do número e do tamanho dos campos das futuras descobertas de hidrocarbonetos em uma província petrolífera constitui um valioso subsídio para o planejamento na indústria do petróleo.” (Chaves, 1984b).

Dando prosseguimento a essa visão, e buscando balizar essa análise aplicando o conceito de área exaurida à área avaliada, esta Pesquisa de Mestrado focou a área de águas rasas (lâmina d'água de menos de 400m) da Bacia de Campos, como a área a ser estudada através dessa metodologia. Dada a grande quantidade de informações adicionais disponíveis sobre a experiência exploratória, em relação à situação à época dos estudos acima, outro benefício da aplicação da metodologia proposta, de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida, é que atualmente ela permite fazer uso de muito mais informações, fornecendo resultados atualizados.

Adicionalmente, com a aplicação do conceito de área exaurida, juntamente com as modernas ferramentas de modelagem do processo exploratório, a presente pesquisa aponta para uma nova abordagem na avaliação de *yet-to-find-oil*, fazendo uso de informações históricas, modelagem estocástica, e conceito de área exaurida, para obter resultados mais confiáveis sobre as reais perspectivas de retorno dos próximos esforços exploratórios em áreas estudadas através dessa metodologia.

Para testar essa metodologia, ela foi aplicada às águas rasas da Bacia de Campos, utilizando apenas algumas das informações existentes, mas com o objetivo de apresentar resultados indicativos do potencial de aplicação dessa metodologia, em uma região que recebeu relativamente pouca atenção (esforços exploratórios) nos últimos anos.

1.1. Organização da Pesquisa

A organização da presente pesquisa foi estruturada em seis capítulos. No primeiro capítulo é feita uma breve introdução da pesquisa, seus objetivos e sua justificativa.

No segundo capítulo são apresentados os conceitos de avaliação de *yet-to-find-oil*, fazendo um apanhado das metodologias tradicionalmente utilizadas, e sua evolução até os dias de hoje. Nesta parte também são descritos os principais conceitos e seu embasamento teórico, utilizados pela presente pesquisa para realizar a avaliação de *yet-to-find-oil*, tais como o conceito de área exaurida, o conceito da experiência exploratória aplicável a um sistema petrolífero, e os conceitos utilizados pelas ferramentas de modelagem do processo exploratório.

No terceiro capítulo são apresentadas as ferramentas utilizadas para realizar as avaliações, como o GeoX, o ArcGIS e o programa de cálculo de área de influência de um poço, de Schuenemeyer e Drew (1977).

No quarto capítulo é feita uma breve apresentação sobre a área que foi escolhida para realizar a aplicação da metodologia de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida: a área de águas rasas da Bacia de Campos. Nesta parte também são

apresentados os dados que serão utilizados na aplicação da metodologia de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida, e suas fontes.

No quinto capítulo são apresentados os resultados da aplicação das ferramentas utilizadas, assim como os resultados finais da avaliação de *yet-to-find-oil* em águas rasas da Bacia de Campos, obtidos com essa metodologia.

No último capítulo são discutidos os resultados, e feitas ponderações sobre as implicações para outras áreas petrolíferas, e sobre a importância estratégica dessas conclusões.

O presente trabalho foi realizado em três etapas, sendo que a primeira e a segunda etapa se constituíram nas apresentações do Primeiro e Segundo Seminário de Mestrado, respectivamente. A última etapa constituiu-se na elaboração completa do texto final.

No Primeiro Seminário de Mestrado foram apresentados os seguintes temas:

- Pesquisa bibliográfica ampla, em relação aos trabalhos disponíveis sobre a evolução dos conceitos e técnicas de estimação do potencial de reservas de óleo e gás a serem descobertas;
- Levantamento de informações sobre a Bacia de Campos, e especialmente da área escolhida para realizar a aplicação da metodologia utilizada (as águas rasas da Bacia de Campos);
- Conhecimento das ferramentas de modelagem do processo exploratório de ciclo completo, e especificamente do funcionamento do software GeoX, a ferramenta de modelagem disponível na Faculdade de Geologia (FGEL), da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ);
- Levantamento dos aspectos referentes à importância de certos parâmetros de entrada das ferramentas de modelagem dos processos exploratórios de ciclo completo, e sua conseqüente influência nos resultados, com foco especial nas estimativas fornecidas para o fator de recuperação (FR) das quantidades de petróleo e gás que se espera encontrar.

No Segundo Seminário de Mestrado foram apresentados temas relativos aos seguintes trabalhos realizados:

- Levantamento dos dados utilizados para realizar as simulações com a ferramenta GeoX, e as fontes de informações sobre esses dados;
- Tratamento desses dados com o software ArcGIS, uma ferramenta de visualização e manipulação de informações espaciais (sistema de informações geográficas - SIG), para aplicar o conceito de área exaurida aos resultados gerados com a modelagem estocástica realizada pela ferramenta GeoX.

1.2. Objetivo

O objetivo de qualquer investigação exploratória em uma província geológica que possa conter acumulações econômicas de hidrocarbonetos é poder determinar com maior precisão onde explorar (perfurar poços exploratórios) e qual o potencial de descobertas de valor comercial que poderão ser encontradas no futuro (volume de novas descobertas).

Um conceito orientador desta Pesquisa de Mestrado foi o aproveitamento de informações disponíveis sobre bacias com largo histórico exploratório, na avaliação de *yet-to-find-oil*. Outro conceito orientador foi a utilização de informações sobre a área exaurida através dos esforços exploratórios passados, para refinar essa mesma avaliação. Finalmente, foi fundamental a utilização de ferramentas de modelagem do processo exploratório de ciclo completo, disponíveis comercialmente, nos trabalhos práticos de avaliação de *yet-to-find-oil*.

O objetivo desta Pesquisa, então, foi o de utilizar a metodologia composta por esses elementos, para ajudar a identificar o potencial de novas descobertas de reservas de petróleo e gás na região de águas rasas da Bacia de Campos, e sugerir o uso dessa metodologia como uma abordagem a ser utilizada em outras áreas exploratórias.

A ferramenta de modelagem do processo exploratório escolhida para esta pesquisa foi o software GeoX, da GeoKnowledge, empresa norueguesa.

As ferramentas de modelagem do processo exploratório de ciclo completo são softwares complexos, desenvolvidos e aprimorados através de anos de pesquisas e aplicações em diversos ambientes exploratórios, por empresas especializadas. Esses softwares são disponibilizados aos usuários através de licenças de uso com prazo limitado, e com um elevado custo. Como a ferramenta GeoX já foi adquirida e está disponível na Faculdade de Geologia, ela representa uma oportunidade ímpar para realizar novos estudos e projetos sobre o potencial de novas descobertas exploratórias, sem ônus adicional.

A disponibilidade do GeoX no Laboratório de Correlação Geológica (LABCG) permitiu que diversos pesquisadores adquirissem capacitação na sua utilização e aplicação. Desta forma, este trabalho representa uma das primeiras iniciativas neste sentido, na FGEL. Outros pesquisadores na FGEL, no entanto, já deram início à utilização dessa ferramenta, através de trabalhos em que o GeoX foi peça fundamental para sua realização e suas conclusões, como, por exemplo, na avaliação comparativa do risco e das oportunidades exploratórias no Brasil e no Atlântico Sul, levando em conta os aspectos geológicos e econômicos modelados pelo GeoX (Dourado, 2007). Nessa tese de doutorado, além dos parâmetros relacionados às chances geológicas, parâmetros de risco relacionados ao arcabouço jurídico e ao sistema fiscal também foram incluídos na consideração da favorabilidade de novos investimentos exploratórios em cada região.

A presente pesquisa deve estabelecer novas bases para futuros estudos sobre a avaliação de *yet-to-find-oil*, e pode ser replicável em outras bacias costeiras, e especialmente em determinadas áreas petrolíferas com aspectos geológicos mais homogêneos, onde seus resultados poderiam ter implicações exploratórias mais facilmente implementadas. A aplicação dos conceitos estudados e dos resultados obtidos nesta pesquisa poderá ser de grande valia para as empresas envolvidas nas atividades petrolíferas dessas áreas. Especialmente para empresas de menor porte, que geralmente não desenvolvem metodologia própria de avaliação exploratória, mas que podem se beneficiar do uso de métodos mais simples e padronizados, a metodologia de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida, aqui proposta, poderia ser útil.

Há, inclusive, a esperança de que esta pesquisa ajude a desenvolver um pólo de conhecimento neste ramo de estudos, dentro da Faculdade de Geologia. Desta forma, a FGEL poderia fornecer projetos de pesquisa e desenvolvimento, nos moldes preconizados pelo CNPq, de parceria entre empresas e universidades. Os demandantes naturais para estes serviços seriam as empresas de petróleo e gás envolvidas com atividades exploratórias, que desejem aproveitar e utilizar tais conhecimentos e experiência, em vez de criar e manter uma estrutura própria dedicada a esta atividade.

1.3. Justificativa para a Pesquisa de Mestrado

Diversos tipos de entidades buscam determinar as perspectivas exploratórias de determinada província petrolífera. Não somente as empresas de petróleo que atuam nessas áreas, mas outras organizações também têm este interesse. Entre elas estão órgãos governamentais, frequentemente envolvidos em avaliações dos respectivos recursos petrolíferos. Essas avaliações são importantes para melhor orientar políticas energéticas e econômicas nacionais, e determinar a melhor forma de incentivar e realizar o aproveitamento desses recursos. Os leilões de áreas de concessão para exploração, por exemplo, pressupõem a obtenção e divulgação, mesmo que de forma restrita e confidencial, de informações a respeito das áreas oferecidas.

Quanto às empresas de petróleo, é natural que, por questões competitivas, elas desejem determinar, com a maior confiabilidade possível, a probabilidade de encontrar novos recursos numa determinada área exploratória. Estas informações subsidiam o processo de tomada de decisão para escolher as áreas de maior interesse exploratório, permitindo quantificar propostas economicamente viáveis e competitivas, e fortalecendo a posição competitiva em relação aos demais *players* interessados na exploração de uma mesma área, especialmente no caso de leilões exploratórios.

Fornecedoras da indústria de petróleo também buscam subsidiar suas decisões de onde investir e operar, através deste tipo de informações.

Todas as informações disponíveis devem ser incorporadas ao processo de quantificação dos riscos envolvidos, para a tomada de decisão. Há a avaliação dos riscos financeiros, como o regime fiscal aplicável, e das variáveis que afetam a avaliação da viabilidade financeira, como os investimentos necessários em equipamentos para a exploração das descobertas. Somente então, com todas essas informações em mãos, a gerência pode tomar decisões apropriadas sobre novos esforços exploratórios em uma determinada área. A este processo que contempla a avaliação de incertezas geológicas, da engenharia e financeiras, denomina-se “avaliação do processo exploratório de ciclo completo”.

Desta forma, como sugere Dourado (2007), “é fundamental assegurar que este modelo não se torne um fim em si mesmo, mas um meio de dirigir o processo decisório”. É o que as ferramentas para modelagem do processo exploratório de ciclo completo disponíveis no mercado buscam fazer, fornecendo meios para uma avaliação transparente das incertezas pertinentes, e apresentando resultados na forma de distribuições de probabilidades dentro de classes de resultados exploratórios possíveis.

No caso brasileiro, desde que as atividades exploratórias de petróleo começaram a ter êxito, na Bacia de Campos, na década de 1970, as descobertas e a produção de petróleo têm crescido dramaticamente. Hoje, a Bacia de Campos representa cerca de 88% das reservas e produção de petróleo no Brasil. Dados estes resultados, a busca por reservas em novas fronteiras exploratórias é atrativa.

O surgimento de novas províncias produtoras na Bacia de Campos deslocou o foco das atividades exploratórias, das áreas de águas menos profundas, para as áreas com descobertas significativas, em águas mais profundas (Figura 1). Esta tendência dirigiu a maior parte das atividades exploratórias para mais longe da costa, em áreas que envolvem custos e riscos elevados.

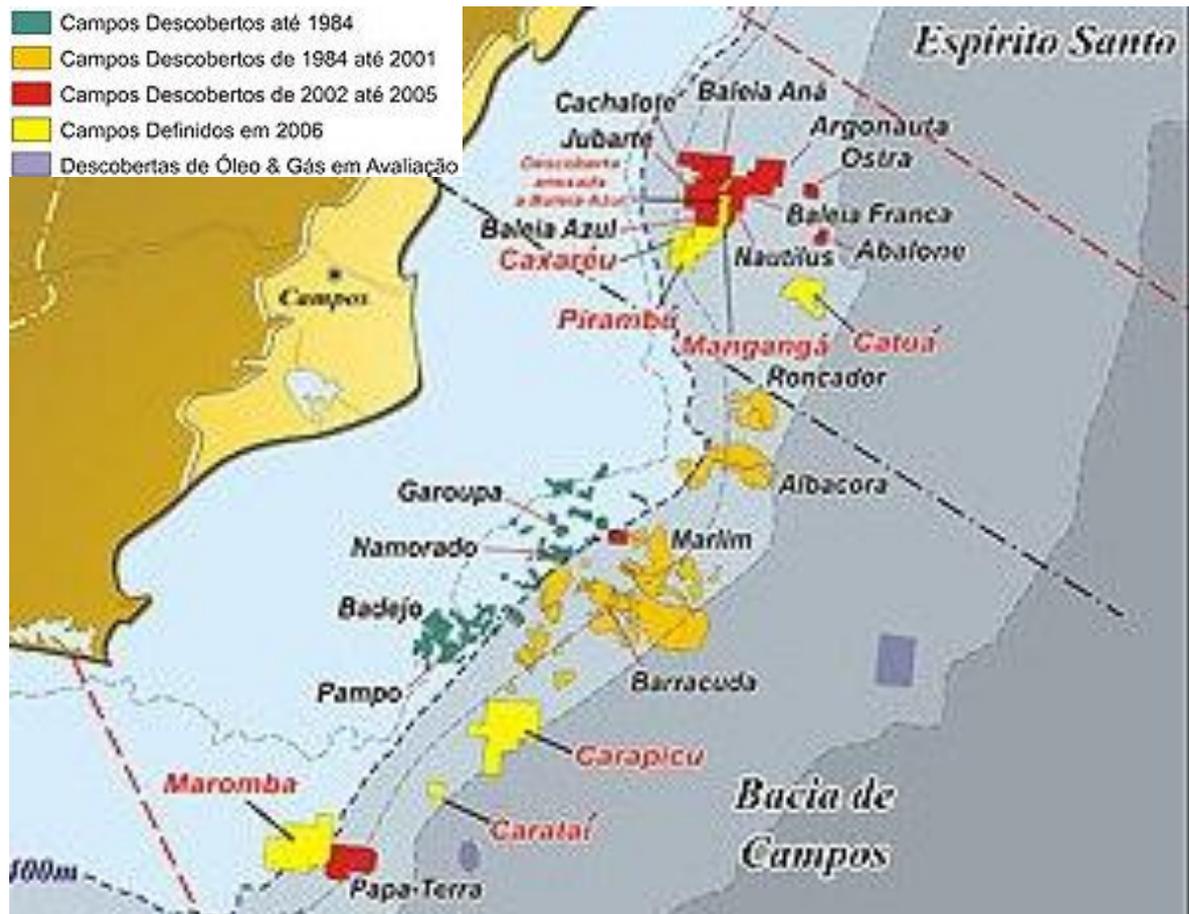


Figura 1 - A expansão das fronteiras exploratórias (Fonte: Petrobras, Plano de Negócios 2006-2010)

Mas a possibilidade de se estar ignorando o potencial de descobertas significativas nas áreas de águas rasas pode representar um erro estratégico: uma oportunidade perdida por parte das empresas que dedicam esforços exploratórios à região, e uma omissão com relação ao aproveitamento do potencial petrolífero da região, por parte do governo. Reservas significativas podem não estar sendo aproveitadas ou incorporadas à matriz brasileira de recursos energéticos. A recente descoberta de petróleo leve em águas rasas (235m de lâmina d'água) no bloco BMS-40, na Bacia de Santos, aponta para a perspectiva deste tipo de descoberta, mesmo levando-se em conta que as águas rasas da Bacia de Santos representam uma área muito menos explorada.

Esta tendência também envolve questões técnicas e econômicas, que favorecem a atratividade econômica de descobertas em águas rasas, quando considerado o ciclo completo de investimentos, menos onerosos, e a infra-estrutura existente nessa área. As recentes descobertas da Petrobras (Tupi, Guará, Carioca, etc.), em águas

profundas e ultraprofundas, em novas províncias petrolíferas (como o pré-sal, que se estende por grandes áreas das Bacias de Campos e Santos), evidenciaram que a questão da tecnologia necessária para seu aproveitamento ainda não está completamente resolvida, e mesmo assim, gigantescos investimentos serão necessários.

Por outro lado, as áreas de águas rasas da Bacia de Campos apresentam estruturas geológicas (como descrito na seção sobre a área de estudo escolhida) e aspectos técnicos que ainda sugerem um potencial de descobertas adicionais. Seria interessante aplicar metodologias que permitam melhor avaliar esse potencial.

Por estes motivos, uma nova estratégia para a avaliação de reservas a descobrir se justifica, trazendo a perspectiva de recuperar oportunidades perdidas e corrigir erros estratégicos envolvendo o aproveitamento dos recursos energéticos nacionais.

2. Conceitos de avaliação de reservas a descobrir (*yet-to-find-oil*)

2.1. O Processo Exploratório

O processo exploratório é entendido como o processo em que ocorre a busca por recursos (óleo e gás) em regiões geologicamente favoráveis. O processo depende da aplicação metódica de tecnologias utilizadas por geólogos, que identificam prospectos viáveis de serem perfurados. Faz parte deste processo a perfuração em si desses prospectos, e ele envolve grandes investimentos, e principalmente a avaliação de risco de diversos tipos.

Durante o processo exploratório, as decisões são tomadas num contexto de incerteza. Para administrar essas incertezas e reduzir o risco de suas consequências, os *players* da indústria do petróleo distribuem seus investimentos de forma a diversificar seus portfólios exploratórios. Ainda assim, esse processo envolve estratégias que consideram diversos outros fatores, mas a preocupação preponderante é administrar o risco de acordo com o perfil operacional de cada empresa, incluindo a disponibilidade de capital, custos, e estratégias corporativas e nacionais (Doré e Sinding-Larsen, 1996).

O processo exploratório se inicia com um incremento de atividade de prospecção, em resposta a incentivos econômicos positivos, seguido de uma atividade de perfuração de poços de vários tipos. As empresas que exercem atividades exploratórias têm uma noção bem concebida, e bem entendida por seus profissionais exploracionistas, do que as compelem a agir, em relação a um determinado prospecto. A quantidade de esforço exploratório (poços perfurados) depende dos incentivos econômicos, do estoque de prospectos existentes, e de suas atitudes em relação aos riscos que enfrentam (Challa e Subrahmaniam, 1974).

Tradicionalmente, toda decisão de investimento em uma determinada campanha exploratória tem duas questões a serem respondidas, que remetem aos principais riscos enfrentados: 1) se o prospecto for pesquisado (perfurado), será um poço seco

ou produtor? e 2) se esse poço for produtor, quanto óleo poderá ser produzido? Durante a maior parte da história da indústria do petróleo, os exploracionistas focaram quase que exclusivamente na primeira questão.

À medida que questões estratégicas de maior alcance passaram a dominar as campanhas exploratórias, o foco dos exploracionistas também se ampliou, passando de estritamente local, para ser regional, envolvendo *plays*, bacias inteiras, províncias, ou mesmo regiões em nível internacional. Neste contexto, a segunda pergunta acima assumiu importância vital, primeiro em nível de poço, e logo em seguida em nível de *play* ou sistema petrolífero.

A evolução da compreensão das incertezas e dos riscos inerentes à indústria do petróleo fez com que as estratégias de montagem, análise e gestão de portfólios exploratórios, incluindo a análise de risco, se transformassem em peças chave da gestão dessas empresas.

Para assegurar o sucesso dessas estratégias, é necessária uma abordagem sistemática de avaliação de prospectos, baseada no conceito de sistema petrolífero, como entendido por Magoon e Schmoker (2002). Esse modelo de sistema petrolífero contempla o sistema de fluidos geneticamente relacionados; os elementos de rocha fonte, rocha reservatório, selos e demais rochas; e os processos de geração, migração, acumulação e trapeamento.

Mas também é necessário realizar uma gestão de risco que use essas informações para comparar alternativas de investimento. A gestão de portfólios envolve formas de mesclar, ponderar e reduzir esses riscos através das decisões de investimento que considerem as oportunidades representadas pelos diferentes prospectos do estoque disponível, e que levem em conta as incertezas de cada um (Cartwright, 2007).

O processo exploratório transformou-se, então, numa busca pela melhor forma de avaliar as diferentes alternativas exploratórias disponíveis, incluindo a avaliação do potencial de descobertas futuras de cada oportunidade.

2.2. Avaliação Convencional de Recursos em Acumulações Individuais

A forma convencional de calcular o volume de óleo (ou gás) contido em um reservatório conhecido (descoberto) geralmente segue a seguinte fórmula:

$$\text{OOIP} = A \times E \times \Phi \times (1 - S_w) \times V_e/V_r$$

onde **OOIP** (*oil originally in place*) é o óleo contido no reservatório; **A** é a projeção horizontal da área do reservatório; **E** é sua espessura; **Φ** é sua porosidade; **S_w** é a saturação de água (e conseqüentemente, **(1 - S_w)** é a saturação de óleo, **S_o**); e **V_e/V_r** é a razão entre o volume efetivo de rocha reservatório e o volume total (*net/gross ratio*), onde é excluída, por exemplo, a parcela de rochas intercaladas na rocha reservatório, que não são adequadas à acumulação de óleo.

Como tradicionalmente a indústria era voltada para estimativas pontuais para cada parâmetro ou variável, com essa fórmula era possível, a partir dessas informações, calcular diretamente o volume de óleo presente (Boyd, 2008).

Ainda assim, esta abordagem não sugeria uma solução prática para o problema de estimar as quantidades contidas em campos não descobertos.

Com o reconhecimento de que esses parâmetros são mais bem descritos através de distribuições de probabilidades de suas características, alguns, como porosidade, espessura e saturações, são, hoje, comumente dados como distribuições de probabilidade de valores; outros, calculados por regressão linear, como o fator volume de formação de óleo (fator de encolhimento); e ainda outros, continuam como constantes. Dessa forma, o volume de óleo passou a ser calculado usando o algoritmo de Monte Carlo para efetuar várias simulações da fórmula multiplicativa acima (Cartwright, 2007).

Essa abordagem, hoje consagrada para reservatórios descobertos, é também a base conceitual para as estimativas de *yet-to-find-oil*. Só que os parâmetros

fundamentais utilizados para realizar os cálculos são relativos a aspectos não somente geológicos (físicos), mas também incluem parâmetros referentes ao histórico dos esforços exploratórios, das descobertas, da produção, etc.

2.3. Avaliação do Potencial de Recursos com Base em Informações Históricas

As avaliações das perspectivas de encontrar novas reservas de petróleo baseadas na análise de informações históricas dos esforços exploratórios passados (com ferramentas de modelagem do processo exploratório) se contrapõem às ferramentas baseadas na avaliação da favorabilidade de aspectos geológicos (Lee e Gill, 1999). Apesar dos inúmeros estudos em bacias com longo histórico exploratório, onde foi verificada a aplicabilidade de métodos estatísticos para estimar novas descobertas esperadas com esforços exploratórios futuros, até hoje há uma forte resistência aos métodos baseados na análise de informações históricas, por parte dos geólogos.

De fato, o conhecimento sobre as características e os processos geológicos tem sido muito aperfeiçoado, o que sugere para muitos geólogos que a abordagem que enfatiza os aspectos geológicos na avaliação das perspectivas de novas descobertas (abordagem baseada na avaliação da favorabilidade geológica) seja impreterivelmente a mais indicada. Mas a avaliação da favorabilidade geológica envolve a questão dos critérios utilizados para aplicar regras de inferência estatística e para calcular os ponderadores para cada variável diagnóstica da favorabilidade geológica, o que torna o processo dependente de fatores subjetivos (Rostirolla, 1997).

E ainda há de se reconhecer que em muitas províncias exploratórias não há um conhecimento geológico suficientemente detalhado, para permitir boas estimativas das inúmeras acumulações de hidrocarbonetos possíveis, mesmo quando seus aspectos gerais, como a compreensão do funcionamento do sistema petrolífero, são bem entendidos.

Apesar dos pontos positivos e negativos de cada abordagem, a possibilidade dessas abordagens se transformarem em aspectos complementares sugere que uma

combinação das informações geológicas, geoquímicas e geofísicas, com representações espaciais, e uma ponderação probabilística dessas informações, seria um caminho ideal para se fazer previsões de descobertas futuras, embora diferentes abordagens possam enfatizar um ou outro aspecto, nas avaliações realizadas. Essa crença norteia a presente pesquisa.

2.4. Métodos Quantitativos

O objetivo fundamental dos métodos quantitativos, utilizando a matemática aplicada à geologia, tem sido encontrar respostas às perguntas: Quanto óleo ainda resta por encontrar nas regiões produtoras? Quanto óleo há nas regiões de fronteiras exploratórias, especialmente em águas que não sejam as de águas profundas? Entre as observações feitas, concluía-se que os diversos métodos de avaliação de reservas dependiam do estágio de desenvolvimento das áreas exploratórias.

Quando pouco explorada, uma área poderia apenas ser avaliada através de meios subjetivos; quando mais intensamente explorada, uma área seria mais bem avaliada através de análises históricas dos resultados exploratórios; quando houvesse muita informação a respeito de condições geológicas, rochas geradoras, estruturas, e rochas reservatório, uma área seria idealmente avaliada através de análises do balanço de massa do óleo gerado (Chaves & Lewis, 1994), Ainda assim, sugere-se uma abordagem holística, envolvendo uma avaliação realizada através de diversos tipos de métodos possíveis.

Desde a década de 1970 já se focava a utilização da matemática e do poder dos computadores no tratamento de dados de poços e de campo, para sugerir maior eficácia de estratégias de exploração e perfuração de poços de petróleo. Chaves (1973) apontou para a importância da matemática e da tecnologia da computação, incipiente à época, para a quantificação na geologia, com enfoque no tratamento probabilístico de dados geológicos. O uso da matemática na geologia foi conceitualmente dividido em três disciplinas principais: a geomatemática, a geoestatística e a matemática aplicada à geologia.

A geomatemática trata do estabelecimento de modelos matemáticos dos processos geológicos, e fornece a possibilidade de tratar o conhecimento dos processos geológicos de forma menos intuitiva do que anteriormente, justamente por permitir a construção e verificação de modelos matemáticos dos processos geológicos. Um exemplo é a associação de rochas e fósseis ao tipo de processos que geraram as rochas que evidenciam tais ocorrências (Chaves, 1993).

A complexidade e qualidade do modelo são reconhecidamente aspectos que dependem do conhecimento geológico, portanto foi possível aprimorar estes modelos à medida que o conhecimento geológico foi aumentando, processo que não cessou até hoje. A geomatemática permite evidenciar a identificação e descrição de relações aparentes através do manuseio de grandes volumes de dados (Chaves e Lewis, 1994).

A segunda disciplina, a geoestatística, é hoje especialmente associada à descrição de relações espaciais, tema inicialmente abordado por Matheron (1963), e posteriormente ligado ao desenvolvimento do método de *kriging*. Como as informações associadas a dados espaciais aumentaram exponencialmente, acompanhando os desenvolvimentos tecnológicos da aquisição de dados sísmicos e de perfilagem, assim como de outras informações sobre parâmetros geológicos, a aplicabilidade da geoestatística tem sido assegurada.

Um dos aspectos mais utilizados da geoestatística é a técnica de krigagem. No método de *kriging*, uma predição otimizada é obtida a partir de dados gerados por um processo estocástico. Esses dados são divididos em dois componentes, um de tendência e outro de erro. O componente de erro é considerado como tendo uma covariância; este termo reflete a característica da distribuição de valores de pontos próximos: pontos próximos têm valores semelhantes. O componente de tendência é considerado como sendo uma função de determinadas variáveis espaciais da área estudada; essa função tem um fator constante para representar um termo com tendência uniforme. Juntos, os dois componentes otimizam a modelagem do comportamento dos valores distribuídos espacialmente (Fotheringham e Wegener, 1999).

A geoestatística apresenta certas vantagens em relação a outras técnicas de predição, pois permite medir a variabilidade espacial de uma variável regionalizada, suavizar grandes variabilidades de amostras, desagrupar concentrações localizadas de valores de amostras, determinar a anisotropia das variáveis medidas, e utilizar o método de krigagem para obter maior precisão e associar uma margem de erro à estimativa (Andriotti, 2003).

Na matemática aplicada à geologia se enquadram todas as demais aplicações para a resolução de problemas estruturais, de processamento de dados sísmicos, de descrição de processos de modelos físicos, e de outros problemas.

2.5. Métodos Computacionais

As Geociências foram uma das ciências que mais se desenvolveram em suporte informático nos últimos trinta anos, de um modo geral pelo mérito dos próprios geólogos que muito produziram na linguagem de programação FORTRAN, com os velhos computadores de grande porte (Martins Junior e Hadad, 2001).

Desde que as implicações da capacidade computacional dos novos equipamentos começaram a ser consideradas, na década de 1970, já se previa a importância da capacidade computacional para permitir melhorar as estratégias que associam informações geológicas quantitativas à ocorrência de depósitos de hidrocarbonetos. Também era previsto o aumento do uso de técnicas com modelos estocásticos, com ênfase nos processos, em contrapartida aos modelos mais descritivos, focados em respostas ou soluções determinísticas, assim como o maior uso da simulação como técnica para o estudo de processos geológicos (Chaves, 1973).

Métodos geoestatísticos computacionais também foram utilizados para melhorar a descrição de reservatórios e a simulação de fluxo em campos petrolíferos heterogêneos, que apresentam poucas amostragens e muita variabilidade de parâmetros geológicos. Este tipo de estudo demonstrou que a matemática aplicada à geologia pode fornecer resultados práticos, que podem ser utilizados na caracterização de variáveis que não tenham elevado número de amostragens, mas que através dessa caracterização podem ser mapeadas, permitindo visualizar

regiões de favorabilidade. Variáveis como a permeabilidade, objeto do estudo de Almeida (1999), podem ser importantes determinantes num modelo geológico para avaliação do potencial de descobertas de reservatórios de petróleo, mas somente são úteis quando podem ser adequadamente representadas. A permeabilidade é geralmente estimada com base em poucas análises (físicas) de *plugs*, apesar da grande quantidade de dados de perfis disponíveis, pois com a tecnologia atual, os dados de perfis são pouco úteis para indicar diretamente a permeabilidade.

As técnicas utilizadas mostraram que é possível efetuar a descrição coerente de reservatórios deste tipo, combinando algumas poucas informações detalhadas e com pouca incerteza (as de análises), com as muitas informações menos detalhadas e com mais incerteza (as dos perfis). O processo transformou classes de permeabilidade em valores numéricos, preservando a extrema variabilidade dos valores, assim como sua distribuição espacial, o que é essencial para identificar regiões por onde fluidos podem passar (Almeida, 1999).

Bettini (1987) fez uso do conceito estatístico da distribuição log-Pareto do tamanho dos campos petrolíferos (áreas ou volumes) num conjunto de campos de diferentes tamanhos. Esse conceito associa os logaritmos dos tamanhos dos campos a classes de tamanhos, cuja distribuição é então analisada estatisticamente. A análise da distribuição log-Pareto permitiu estimar a distribuição e o tamanho dos campos a ser descobertos em uma bacia. Esta derivação envolveu os seguintes passos: simulação da distribuição e variabilidade do tamanho dos campos, e obtenção de uma função que descreve a associação das classes aos tamanhos, numa plotagem log-log. Como uma análise da distribuição Pareto tende a superestimar o conjunto de campos a descobrir, e uma análise da distribuição log-Pareto que inclua os maiores campos já descobertos em bacias amplamente exploradas tende a subestimar esse mesmo conjunto, esta última análise é mais aconselhável para tomadores de decisão mais conservadores. Esta análise foi validada com simulações de dados de diversas bacias em vários países, inclusive na Bacia de Campos.

2.6. Fórmula de Arps e Roberts

Em 1958, Arps e Roberts fizeram um estudo dos esforços exploratórios na Bacia de Denver-Julesberg, nos EUA, onde um grande número de poços foi perfurado em um *play* relativamente homogêneo, com muitas descobertas de campos petrolíferos de diferentes tamanhos. Eles fizeram uma análise estatística da correlação entre os volumes recuperáveis e o número de poços perfurados, por área de campo, em uma determinada área de calibração dentro dessa bacia, para diferentes classes de tamanho de campos. A partir desta correlação foi plotada a frequência da distribuição dos campos descobertos, contra os valores recuperáveis, para cada tamanho de campo.

Da relação entre o número de campos descobertos de um determinado tamanho, e o esforço exploratório (número de poços exploratórios perfurados) realizado numa área de calibração, resultou sua famosa expressão:

$$F = F_0 [1 - e^{-c w a / B}]$$

onde a fração F de todos os campos de determinado tamanho já descobertos é uma função do número original F_0 de todos os campos existentes desse tamanho; da área média a dos campos desse tamanho; da área total B da região de calibração; do número de poços exploratórios w perfurados na região de calibração; e de um fator de eficiência exploratória c , que descreve a taxa relativa de sucesso exploratório (Arps e Roberts, 1958). Cabe lembrar que esta relação considera *plays* mais homogêneos.

Desta forma, foi possível estabelecer uma relação entre a área e o volume de um campo de determinada classe de tamanho, e formular um modelo para prever o número total de campos dessa classe existentes, com base no número de poços perfurados e nas descobertas realizadas, e estimando um valor para a experiência exploratória (“eficiência exploratória” de Arps e Roberts). Da mesma forma, essa relação também permite prever, dado um esforço exploratório adicional (poços perfurados), qual o retorno esperado (novas descobertas).

2.7. Área de Influência de um Poço

A área de influência de um poço é a área excluída exploratoriamente (condenada) por cada poço, e representa a área onde não há possibilidade de um campo se encontrar dentro dela, pois nesse caso ele teria sido observado e descoberto pela perfuração do poço.

Em 1977, Schuenemeyer e Drew propuseram um programa que utilizava a área de influência de um poço e o conceito de área exaurida, para modelar a forma como um determinado campo era exaurido, à medida que o processo exploratório transcorria, envolvendo a perfuração de novos poços. Este conceito parte do princípio que a informação obtida sobre um determinado poço se estende sobre uma área de influência tipicamente relacionada aos parâmetros geológicos do campo sendo explorado. Usando fórmulas para áreas de influência com formato elíptico, um programa foi desenvolvido para calcular reservas ainda não descobertas, aplicando o princípio da área exaurida e realizando iterações sucessivas sobre os dados dos poços perfurados (Schuenemeyer & Drew, 1977).

Para cada classe de tamanho de campo considerada, a área de influência de um poço é sempre circular, com seu centro localizado no poço, e com área proporcional à área média dessa classe de campo. A forma como os campos são representados afeta a área de influência de um poço. Na representação geral de um campo típico, pode-se tomar como forma padrão uma elipse com raio maior **a** e raio menor **b** (Figura 2).

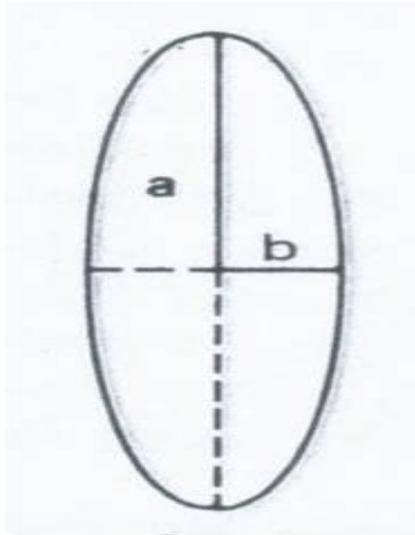


Figura 2 – Representação de um campo típico, com forma elíptica (Fonte: Drew, Schuenemeyer, Bawiec, 1980)

Para campos hipotéticos elípticos, a área de influência de um poço contém um elemento de exaustão absoluta, e outro elemento de exaustão parcial. O elemento de exaustão absoluta é um círculo com raio igual ao raio menor da elipse que caracteriza o campo hipotético. O elemento de exaustão parcial é um disco além da área de exaustão absoluta, com raio interno igual ao raio menor da elipse que caracteriza o campo hipotético, e com raio externo igual ao raio maior dessa elipse. Na área de exaustão parcial, a probabilidade de exaustão é inversamente proporcional à distância desde o poço, indo de um, na borda interior, a zero, na borda exterior. Uma representação da área de influência de um poço, com elementos de exaustão absoluta e parcial, pode ser vista na Figura 3. No ponto **A**, a probabilidade de exaustão é de apenas 40%. A borda externa da área de influência corresponde ao círculo marcado 0,0 (não mostrado).

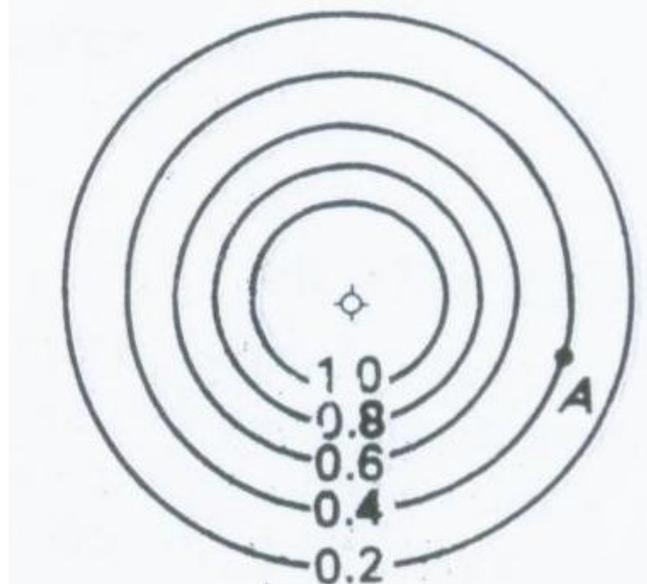


Figura 3 – Representação da área de influência de um poço, com elemento de exaustão absoluta, no interior, e elemento de exaustão parcial, compreendido entre a região de exaustão absoluta e a borda externa (Fonte: Drew, Schuenemeyer, Bawiec, 1980)

O grau de exaustão que a área de influência de um poço exerce em cada ponto na superfície de projeção da área da bacia estudada, é igual à probabilidade de que nesse ponto o poço efetivamente atinja o campo da classe de tamanho considerada. No caso em que todas as orientações dos campos elípticos são consideradas igualmente prováveis, a expressão para o grau de exaustão em cada ponto da área de influência do poço, de acordo com a distância do ponto até o poço, é a seguinte:

$$P = \frac{2}{\pi} \tan^{-1} \left(\frac{b}{a} \sqrt{\frac{a^2 - d^2}{d^2 - b^2}} \right)$$

onde **P** é a probabilidade de que nesse ponto o poço efetivamente atinge o campo da classe de tamanho considerada; **a** é o raio maior da elipse; **b** é o raio menor da elipse; e **d** é a distância do ponto ao poço (Drew, Schuenemeyer, Bawiec, 1980). Esta relação entre a probabilidade de exaustão e a distância do poço, pode ser vista na Figura 4. A probabilidade de exaustão varia de 100% para distâncias abaixo de **b**, a 0% para distâncias acima de **a**.

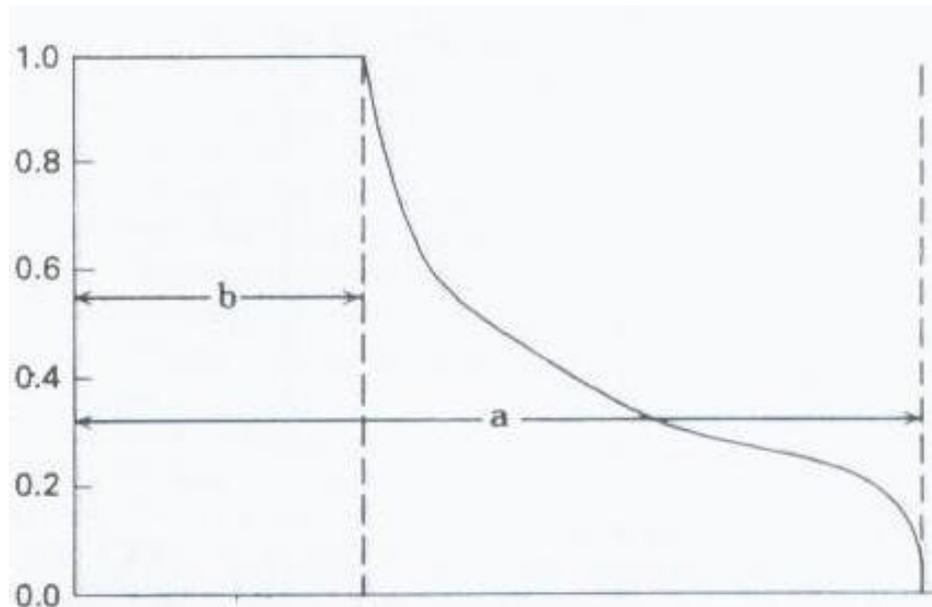


Figura 4 – Probabilidade (eixo vertical) de exaustão em redor de um poço, conforme a distância do poço, r_d (Fonte: Drew, Schuenemeyer, Bawiec, 1980)

Fica claro que quando se consideram círculos, como simplificação do formato dos campos, ou por não haver tendência no formato dos campos que justifique considerar um formato elíptico, o cálculo das áreas de influência também fica mais simples. Ela não é mais um círculo de exaustão total, circundado por uma “nuvem” com exaustão progressivamente menor. Ela é apenas um círculo com área de exaustão total. Nesse caso, a probabilidade de exaustão é nula para distâncias maiores do que o raio da área de influência (raio do círculo com área equivalente à do círculo padrão considerado para o campo). Da mesma forma, essa probabilidade é um, para distâncias menores do que esse raio.

É importante observar que para um mesmo poço, a área de influência é maior para campos maiores (classes de tamanho maiores), do que para campos menores (classes de tamanho menores). Cada poço terá, portanto, uma série de áreas de influência, que devem ser espacialmente consideradas, representando as áreas de influência correspondentes a cada classe de tamanho de campo esperado para a bacia ou *play*.

2.8. Área Exaurida

Do conceito de área de influência de cada poço, segue-se o conceito de área exaurida de uma bacia ou *play* exploratório. Esta área é simplesmente a área total das áreas de influência de todos os poços perfurados numa bacia ou *play*, sem contar superposições. Essas superposições se devem ao fato que quando a distância entre dois poços é menor do que o raio maior da elipse padrão, considerada para o campo, eles descrevem uma área de influência conjunta que tem uma região de sobreposição. Como uma área não pode ser exaurida exploratoriamente duas ou mais vezes, no caso de múltiplos poços próximos uns dos outros, a região efetivamente exaurida por suas áreas de influência é a soma das áreas de influência de cada um, sem contar as sobreposições. Esse conceito de área exaurida composta pela junção das áreas de influência dos poços é mostrado na Figura 5.

A área exaurida formada pelas áreas de influência individuais também apresenta probabilidades de exaustão conforme a distância dos poços. Na Figura 5 essas probabilidades descrevem linhas de contorno com probabilidades iguais. O ponto **B** está localizado numa linha em que a probabilidade de exaustão é de 40%.

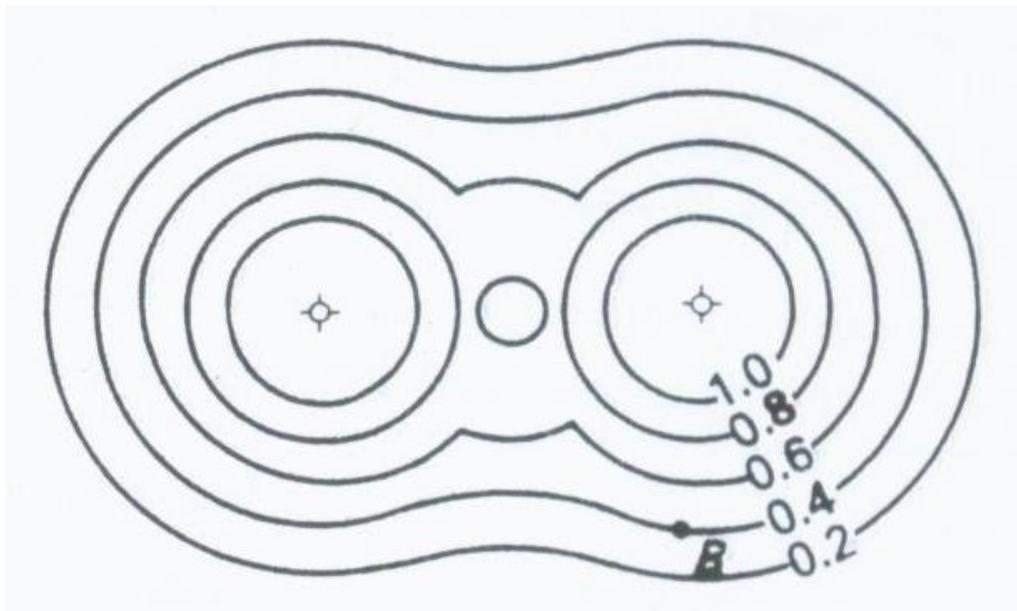


Figura 5 – Ilustração do conceito de junção de áreas de influência individuais, com sobreposição, gerando uma área de exclusão que não inclui sobreposições (Fonte: Drew, Schuenemeyer e Bawiec, 1980)

Como no caso da área de influência de um poço, fica claro que quando se consideram campos circulares, a área exaurida por diversos poços também apenas apresenta regiões de exaustão total e nula, sem áreas com diferentes probabilidades de exaustão. Todavia, essa área continua sendo composta pela junção das áreas de influência individuais dos poços, sem sobreposições.

O conceito de área exaurida é importante para os exploracionistas, por que a forma como ela evolui, conforme esforços exploratórios são realizados (poços perfurados), indica o grau de sucesso, ou eficiência exploratória, da campanha de aproveitamento das acumulações existentes (campos descobertos e a serem descobertos) na área sendo explorada.

Além disso, a forma da curva de exaustão, ou seja, a curva das descobertas realizadas, em relação aos esforços exploratórios realizados, define o limite onde se encontra o ponto de 100% de exaustão. Dessa forma, para qualquer nível atual de esforço exploratório (poços perfurados até o momento), a curva de exaustão permite saber quanto falta para atingir o ponto de 100% de exaustão, e qual o retorno esperado para um determinado esforço exploratório adicional. Poder encaixar os pontos da experiência exploratória passada, para formar a curva de experiência exploratória da área sendo explorada, passa a ser um objetivo revestido de importância preditiva valiosa.

Justamente devido ao fato que no início de qualquer campanha exploratória ainda não se tem um número significativo de poços perfurados e descobertas, fica mais difícil realizar esse exercício nos estágios iniciais de uma campanha exploratória. À medida que a área explorada apresenta mais dados (poços perfurados e resultados, positivos ou não, de descobertas), fica mais fácil realizar essa tarefa, e vislumbrar o potencial de cada classe de tamanho de campo e de todo o conjunto de descobertas.

2.9. Experiência Exploratória

Do conceito da evolução da área exaurida, representada pela curva das descobertas realizadas, em relação aos esforços exploratórios realizados, segue-se o conceito de experiência exploratória. O conceito de experiência exploratória (a constante “c” de eficiência exploratória), pode ser melhor entendido com o seguinte gráfico do número de descobertas cumulativas e da área exaurida, num processo onde esforços exploratórios incrementais são realizados, e representam o avanço da área exaurida (Figura 6):

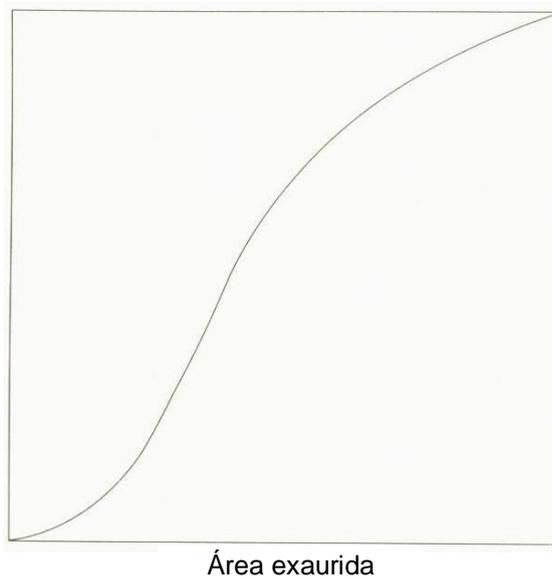


Figura 6 – Representação esquemática do número de descobertas cumulativas (eixo vertical) conforme a área exaurida (Fonte: Drew, 1990)

Em 1980, os trabalhos de estimativas dos resultados esperados para um determinado esforço exploratório adicional (número de poços perfurados) evoluíram para a quantificação das descobertas esperadas por classe de tamanho de campos. Desta forma, dados históricos sobre perfurações e resultados obtidos são utilizados para fazer previsões sobre a quantidade de petróleo a ser descoberto em cada classe de tamanho de campo. Aplicando estimativas para a experiência exploratória e para o tamanho total da bacia, é possível integrar esses resultados para chegar ao total do volume de descobertas esperadas (Schuenemeyer, Bawiec e Drew, 1980).

Apesar de que as ferramentas de modelagem do processo exploratório (processo de descobertas) têm diferenças entre si, todas geralmente assumem que quanto

maiores os campos, mais provável é que sejam descobertos (esta é a experiência exploratória). Esta premissa implica que novas descobertas para um determinado esforço exploratório são cada vez menores, à medida que mais poços são perfurados. Desta forma, os programas de modelagem do processo exploratório utilizam uma função declinante com o número cumulativo de poços, para este parâmetro.

A experiência exploratória pode ser descrita pela função:

$$f = 1 - (1 - A/B)^c$$

onde **f** é a fração dos campos que foram descobertos dentro de uma determinada classe de tamanho de campos, **A** é a área exaurida, **B** é a área efetiva da bacia, e **c** é a experiência exploratória (“eficiência exploratória” de Arps e Roberts) para uma determinada classe de tamanho de campos (Drew, 1990).

Valores para a experiência exploratória próximos a 1 indicam que um esforço exploratório adicional somente incorpora descobertas proporcionais aos resultados de perfurações aleatórias; ou seja, o resultado de novas descobertas seria constante, não sendo observadas descobertas menores para os esforços exploratórios posteriores, em relação aos esforços exploratórios iniciais, como seria esperado. Esse seria o caso em que as descobertas das maiores acumulações não ocorre no início do processo exploratório, sugerindo falta de sorte, ou uma distribuição de tamanho de acumulações muito homogênea. Num caso extremo de falta de sorte, seria possível observar uma experiência exploratória menor que 1, onde os maiores campos são descobertos por último. Dessa forma, fica claro por que a experiência exploratória foi associada à eficiência do processo exploratório, pois a descoberta de campos maiores no início do esforço exploratório é certamente mais eficiente.

O mesmo gráfico da Figura 6 pode ser visto de outra forma. O gráfico da Figura 7 mostra a progressão da fração de todos os campos existentes e descobertos, e da respectiva fração exaurida da bacia, no caso de duas diferentes experiências

exploratórias. Para uma experiência exploratória normal, com valor acima de 1, uma determinada fração de exaustão da bacia representa uma fração maior de descobertas entre os campos existentes. Para um valor de experiência exploratória igual a 1, não há uma proporção de descobertas maior, para os esforços exploratórios iniciais.

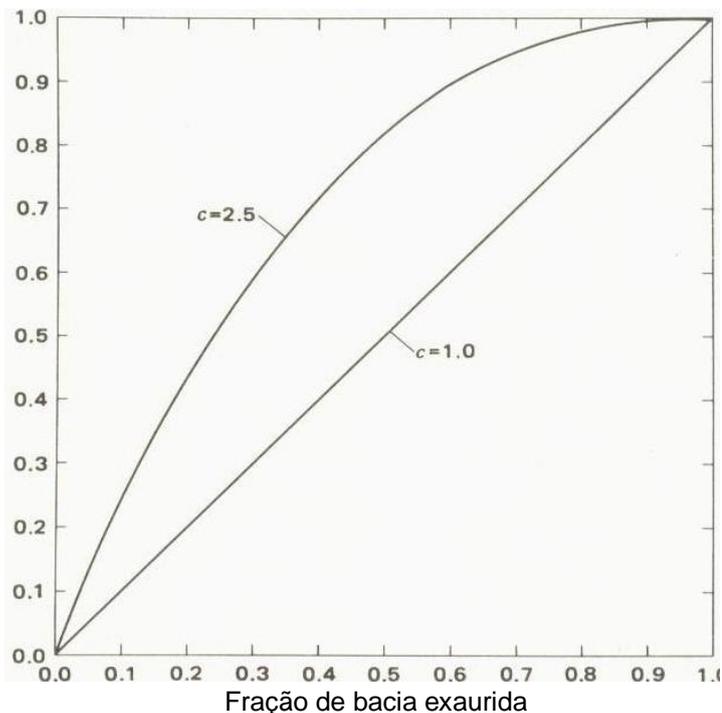


Figura 7 - O Conceito de Eficiência Exploratória, “c”, representado pela fração de alvos descobertos (eixo vertical) conforme a fração da bacia que é exaurida por esforços exploratórios (Fonte: Drew, 1990)

Segundo o modelo de Drew, Schuenemeyer e Root (“Modelo DSR”), a série histórica do número de descobertas por número de poços perfurados fornece uma base para fazer previsões sobre o ritmo de descobertas futuras. Os dois parâmetros exógenos são a eficiência de esforços exploratórios (experiência exploratória) e o tamanho efetivo da bacia. A experiência exploratória está relacionada à razão entre a probabilidade de que um determinado poço faça uma descoberta, e a probabilidade de que um poço aleatoriamente localizado na bacia faça uma descoberta. O tamanho efetivo da bacia está relacionado ao tamanho da área na qual os esforços exploratórios serão realizados, ou seja, a parte da bacia na qual se considera fazer perfurações. Os modelos foram desenvolvidos a partir de informações históricas sobre a localização de poços perfurados, e sobre o tamanho e localização das descobertas realizadas. As informações históricas sobre a localização de poços e

sobre o tamanho e localização das descobertas são utilizadas para fazer estimativas sobre esses parâmetros (Drew, Schuenemeyer e Root, 1980).

O Modelo DSR foi desenvolvido para estimar a distribuição dos tamanhos dos campos de petróleo a serem descobertos em um único horizonte produtor. Posteriormente, Schuenemeyer, Drew e Bawiec (1980) adaptaram este modelo para bacias contendo vários horizontes produtores (*plays*) espacialmente conectados. Para tanto, a bacia foi dividida em intervalos de profundidades, com estimativas feitas separadamente para cada intervalo.

2.10. FSD - *Field Size Distribution* (Distribuição do Tamanho dos Campos)

Os dois principais conceitos que enquadram toda a ciência envolvida na análise e previsão de acumulações de hidrocarbonetos em bacias petrolíferas são o da distribuição dos tamanhos das acumulações (FSD – *Field Size Distribution*), e o da ordem de descoberta dessas acumulações (Sequência de Descobertas - *Discovery Sequence*).

Na avaliação de reservas a descobrir, é fundamental entender um simples conceito: as acumulações descobertas em uma bacia sedimentar representam uma amostragem, se bem que uma amostragem viciada, do universo das acumulações existentes nessa bacia, e, portanto, sua distribuição de tamanhos deve acompanhar a distribuição original de tamanhos do universo de todas as acumulações existentes, incluindo as que ainda não foram descobertas.

Por outro lado, as evidências empíricas sugerem fortemente que as maiores acumulações são descobertas primeiro, durante uma campanha exploratória, em relação ao que seria esperado se essas descobertas ocorressem apenas aleatoriamente. Isso insere um aspecto de ordenamento na sequência de descobertas futuras esperadas. Fatores econômicos também podem limitar o número de acumulações pequenas que são relatadas, pois pode não haver interesse nessas acumulações (Drew, Attanasi e Schuenemeyer, 1988).

Na avaliação de descobertas futuras, o uso conjunto da modelagem probabilística da tendência histórica das descobertas (FSD e *Discovery Sequence*), e da análise das relações espaço-temporais entre as características das acumulações e a geologia da bacia, incorpora implicitamente os aspectos geológicos, tecnológicos e econômicos, relacionados à exploração. O arcabouço geológico da bacia define o comportamento das descobertas de acumulações; este conceito permite usar a sequência de descobertas de acumulações para prever a sequência futura de novas descobertas (Kontorovich, Dyomin e Livshits, 2001). As duas maiores incertezas geológicas estão relacionadas à distribuição dos tamanhos de acumulações, e ao número de acumulações (Divi, 2004).

Dessa forma, a avaliação de um *play* individual consiste em três principais tarefas: a determinação da distribuição dos tamanhos de acumulações (FSD); a estimativa do número possível de acumulações; e a quantificação do risco de exploração. Há diversas formas de construir a distribuição dos tamanhos de acumulações. Quando o *play* é relativamente inexplorado, uma equação determinística pode relacionar os tamanhos esperados aos aspectos geológicos relevantes que se acredita controlam o *play*. Então, os tamanhos podem ser representados através de simulações de Monte Carlo realizadas em diferentes tipos de distribuições (normal, normal truncada, log-normal) usadas para modelar as variáveis geológicas. Quando o *play* é mais explorado e há mais acumulações descobertas, a melhor forma de construir a distribuição dos tamanhos de acumulações é modelar uma distribuição da frequência de ocorrência de acumulações de determinados tamanhos, que mais se ajuste a pelo menos uma parte das descobertas (Divi, 2004). Este último método é chamado de *curve fitting* – o ajuste de uma curva ideal aos dados observados.

A distribuição dos tamanhos das acumulações dos campos em uma determinada área exploratória segue uma distribuição log-normal por que os volumes de óleo são o resultado da multiplicação de diversos fatores, como área, espessura, porosidade e saturações (como visto na seção sobre avaliação convencional de recursos em acumulações individuais). Distribuições de valores formados pelo produto de variáveis aleatórias geralmente assumem uma distribuição log-normal, enquanto distribuições de valores formados pela adição de variáveis aleatórias geralmente assumem uma distribuição normal.

Quando os prospectos são definidos probabilisticamente dentro do modelo representado por uma equação multiplicativa, uma simulação Monte Carlo pode gerar resultados aleatórios para o valor das acumulações. Dado um modelo do sistema, e as extremidades da curva de distribuição, tem-se um conhecimento essencial para determinar as perspectivas de descobertas dos diferentes tamanhos de acumulações. Por isso, geólogos, geofísicos e engenheiros trabalham para determinar as extremidades das distribuições log-normais que descrevem as acumulações em um *play*, pois com essas informações é possível determinar a probabilidade de ocorrência de qualquer uma das acumulações de diferentes tamanhos (Cartwright, 2007).

Para melhor entender como uma FSD pode ser usada para estimar novas descobertas, convém analisar a forma geral de uma FSD. Uma FSD do tipo auto-semelhante perfeita considera que as acumulações menores são perfeitamente proporcionalmente mais numerosas, mas não leva em conta que os tamanhos menores são limitados, na prática, por questões de economicidade e viabilidade exploratória. Esse tipo de FSD superestima o número de acumulações menores (Figura 8). Uma representação mais realista de uma FSD apresenta um número menor de acumulações menores, devido a limitações impostas por aspectos práticos. Na Figura 9, as linhas azuis representam distribuições realistas de tamanhos, com diferentes graus de ajuste em relação à distribuição auto-semelhante perfeita.

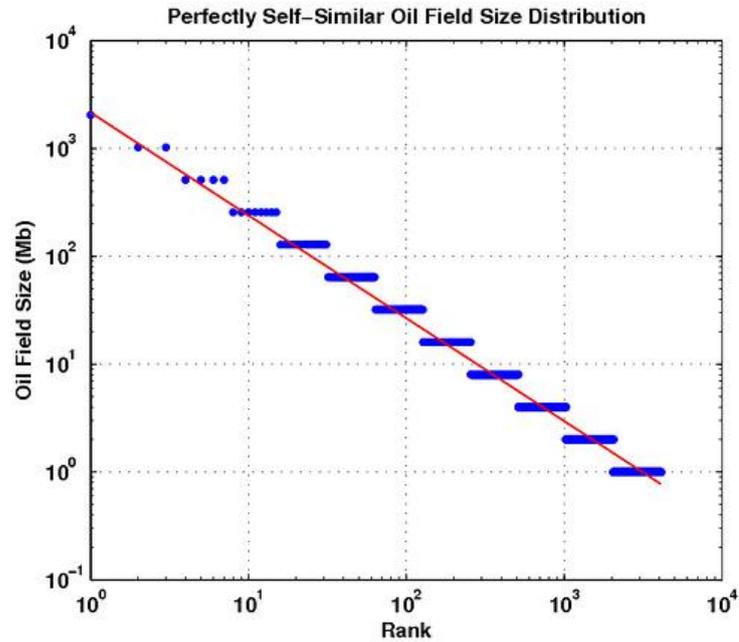


Figura 8 - Exemplo de FSD de acumulações com uma distribuição do tipo auto-semelhante perfeita - a cada duplicação do tamanho, o número de acumulações é reduzido pela metade (Fonte: The Oil Drum, 2006)

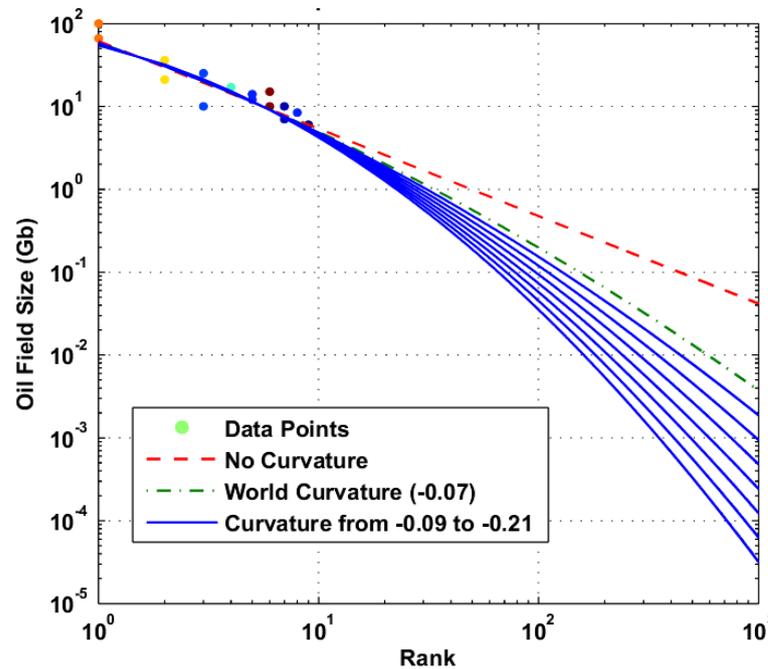


Figura 9 - Curvas de FSD mais realistas, com diferentes graus de ajuste em relação à distribuição auto-semelhante perfeita (Fonte: The Oil Drum, 2006)

Numa representação de curvas de distribuição de tamanhos através de fractais parabólicos, Laherrère (1996) mostrou que uma curva log-normal é apenas um exemplo particular desta classe de curvas (Figura 10).

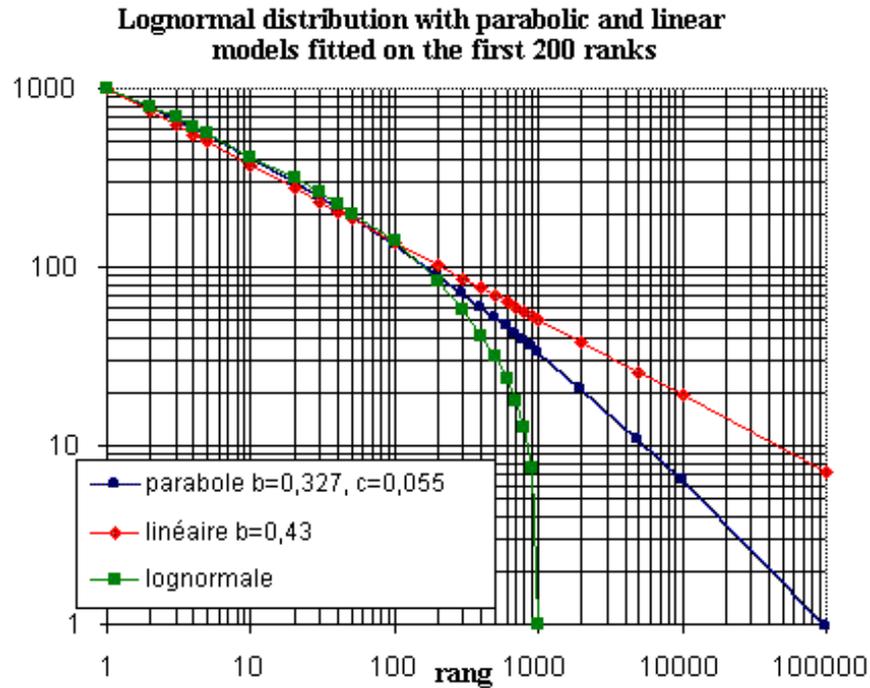


Figura 10 – Uma curva log-normal é apenas um exemplo particular da classe mais geral de fractais parabólicos (Fonte: Laherrère, 1994)

Um exemplo típico de FSD é fornecido por Arps e Roberts (1958), quando estudaram a Bacia de Denver. A distribuição da frequência de ocorrência dos campos descobertos nessa bacia foi plotada em um histograma logarítmico (Figura 11). Os campos descobertos foram classificados em diferentes classes de tamanho, cada uma o dobro da outra. Nessa FSD é possível ver que mesmo os campos menores não são invariavelmente mais numerosos, pois para classes de tamanho menores (abaixo de 32 mil barris, nesse caso) há muitos campos inviáveis, que não foram sequer considerados na contagem dos campos descobertos. Mas a FSD em geral segue uma distribuição log-normal.

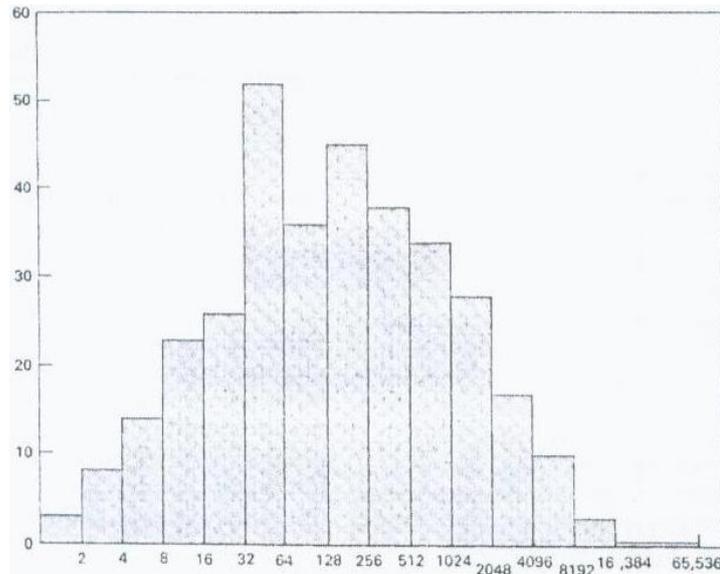


Figura 11 - Distribuição da frequência de ocorrência dos campos de petróleo descobertos na Bacia de Denver, até 1958 (eixo vertical), conforme a classe de tamanho dos campos em milhares de barris (Fonte: Arps e Roberts, 1958)

Em outro exemplo de FSD, um histórico real das descobertas no Rifte do Sul do Sudão foi plotado num gráfico logarítmico, onde os tamanhos máximo e mínimo das descobertas esperadas para esse *play* também foram determinados e usados como os pontos com probabilidades de ocorrência de 0% e 100%, respectivamente. O tamanho máximo foi determinado como sendo aproximadamente 330 milhões de barris, e o mínimo como sendo aproximadamente 200 mil barris. Esses extremos determinam exatamente a curva de FSD, gerando uma reta teórica das probabilidades de ocorrência de diversos tamanhos de acumulações para essa região. Como a distribuição tem uma forma log-normal, neste gráfico ela aparece como uma linha reta (Figura 12).

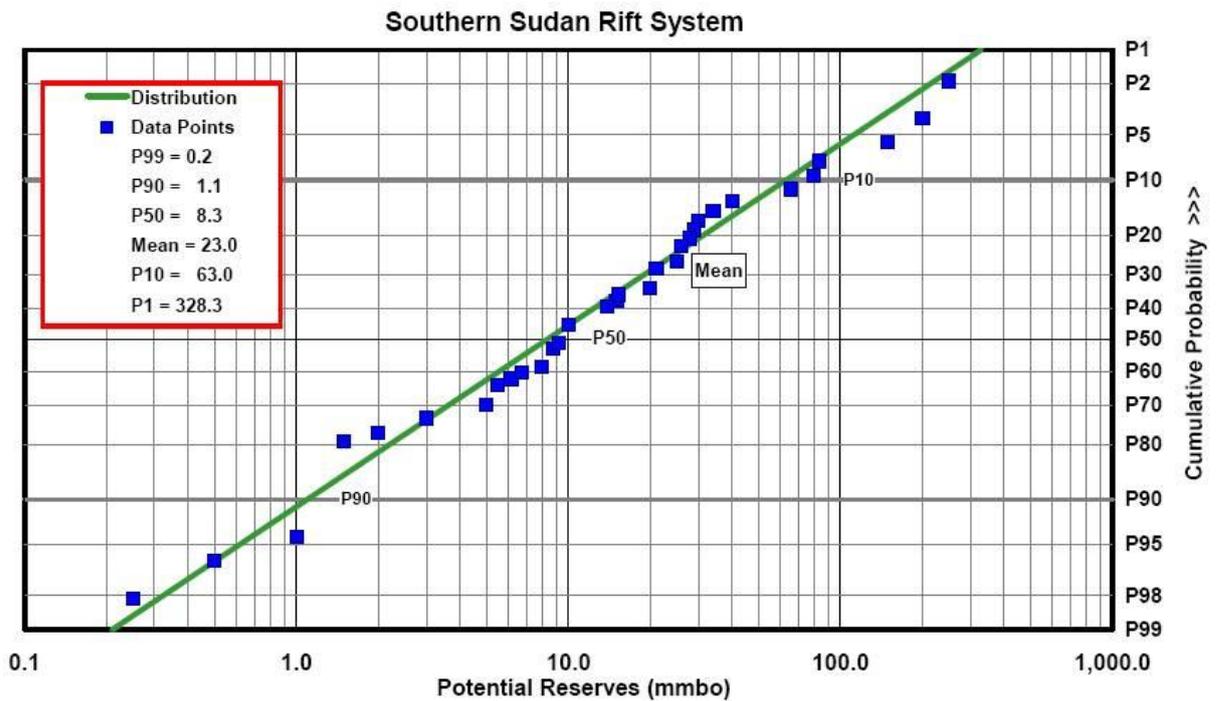


Figura 12 - Exemplo de FSD para os campos descobertos no Rifte do Sul do Sudão, com as extremidades delimitadas pelo tamanho máximo e mínimo esperado para os campos desse *play* (Fonte: Rodgers, 2002)

A curva resultante da plotagem desses pontos num gráfico linear forma a curva de FSD mostrada na Figura 13.

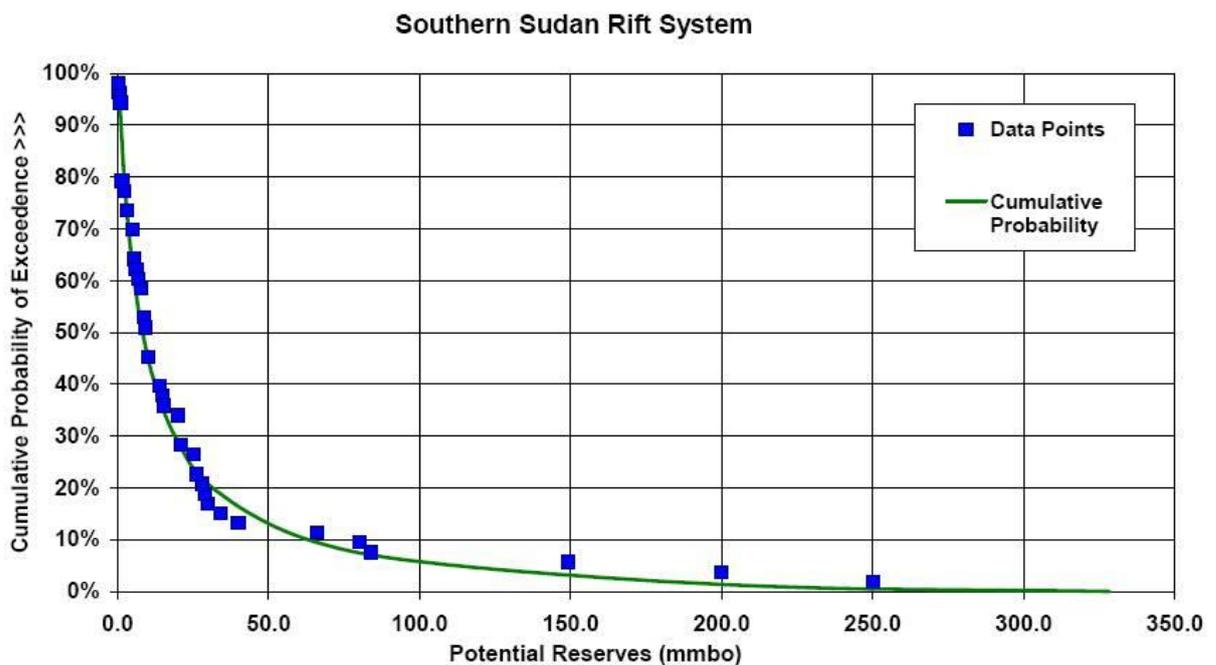


Figura 13 - Curva de FSD cumulativa, mostrando os pontos representando as descobertas realizadas no Rifte do Sul do Sudão, assim como o tamanho mínimo e máximo dos campos esperados nesse *play* (Fonte: Rodgers, 2002)

As informações utilizadas para montar a FSD podem ser transformadas em uma curva de descobertas cumulativas, plotadas contra os esforços exploratórios realizados. Obtém-se, dessa forma, uma curva com tendência horizontal, que representa a curva de *Discovery Sequence* para o *play* em questão. Um exemplo de uma curva de *Discovery Sequence* é apresentado na Figura 14, onde os pontos em vermelho representam os pontos da curva perfeita, teórica, e os pontos em amarelo as descobertas reais, com boa aproximação em relação à curva teórica.

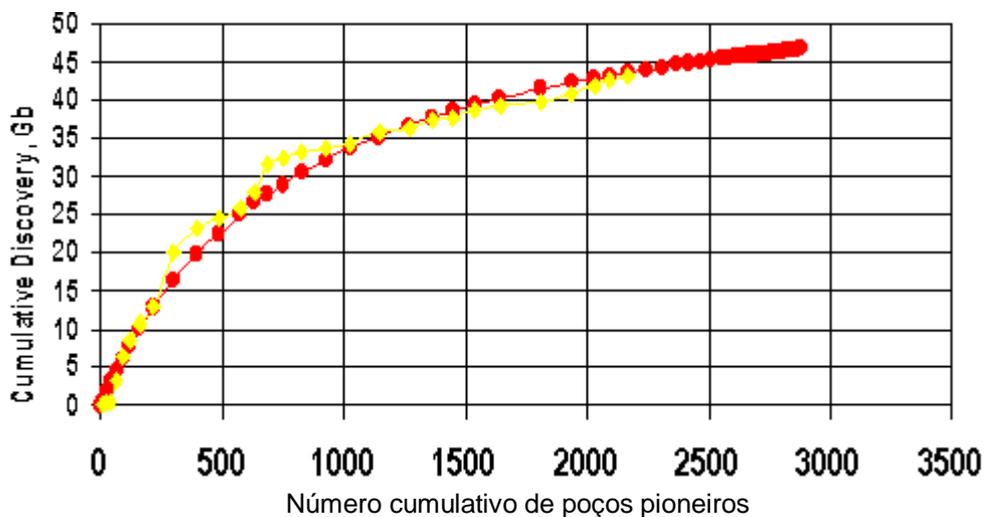


Figura 14 - Exemplo de curva de *Discovery Sequence* (Fonte: Campbell, 2002)

Esta também é chamada de curva de *creaming*, que mostra as descobertas realizadas contra os poços pioneiros perfurados (esses são os poços que podem ou não fazer descobertas). As descobertas de acumulações maiores ocorrem antes, por geralmente serem maiores em área e mais facilmente interceptadas. Esse é o conceito de *creaming*, que denomina a retirada da melhor parte de um conjunto, neste caso, a descoberta das maiores acumulações dentre todas as acumulações existentes. A curva apresenta tendência horizontal maior, à medida que novas descobertas se tornam menores, até que elas atingem o tamanho mínimo economicamente viável.

Essa curva fornece uma noção de quanto óleo ainda há por descobrir: esse montante é representado pelas descobertas situadas na curva, entre o estágio atual e a extremidade onde as últimas descobertas são apenas do tamanho mínimo (Campbell, 2002). Atualmente, as ferramentas de modelagem do processo

exploratório realizam essas tarefas internamente, através de algoritmos próprios e simulações de Monte Carlo, para chegar ao valor total de acumulações (OOIP), e estimar as descobertas que ainda restam por ser encontradas, em cada classe de tamanho.

Na região onde a curva de *Discovery Sequence* se aproxima da horizontal, diz-se que o *play* atingiu maturidade exploratória, pois somente pequenas descobertas adicionais são esperadas após esse ponto. Diversas bacias importantes ao redor do mundo podem ser consideradas exploratoriamente maduras, como na Figura 15.

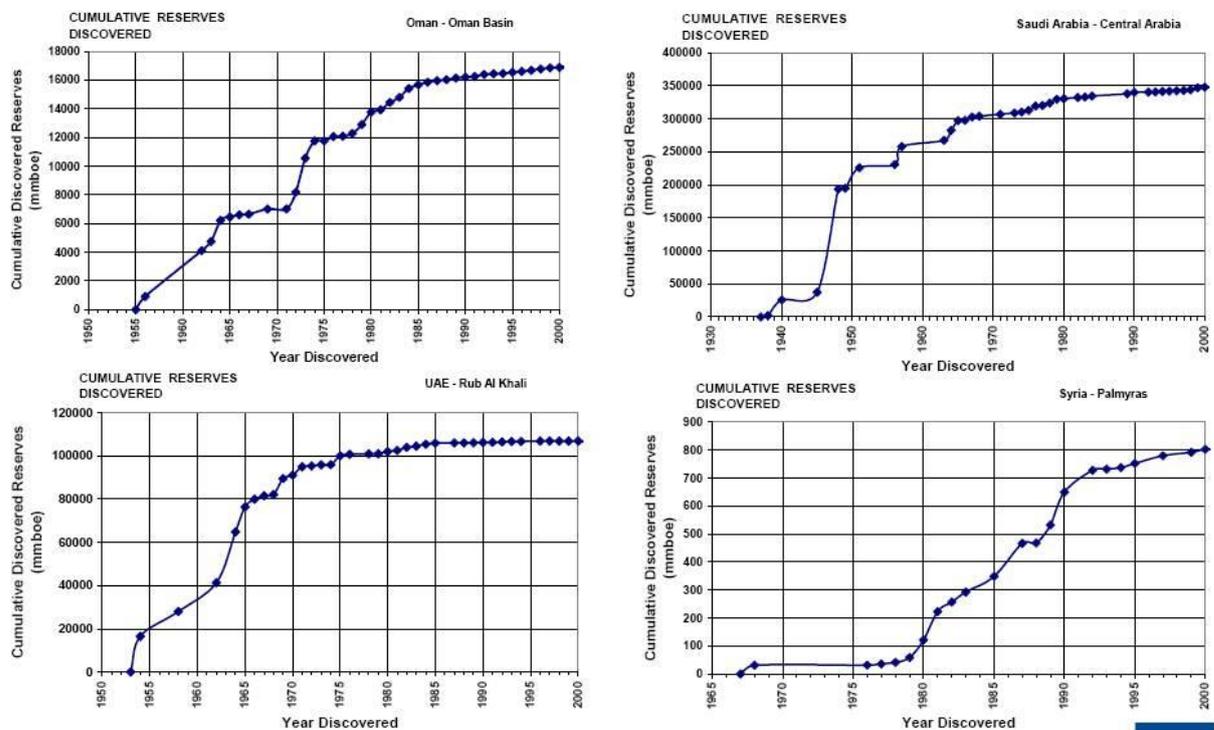


Figura 15 - Exemplo de bacias que apresentam curvas de *Discovery Sequence* com tendência horizontal, e que podem ser consideradas exploratoriamente maduras (Fonte: Rodgers, 2002)

O método de avaliação das perspectivas de descobertas dos diferentes tamanhos de acumulações em um *play*, através da projeção da curva de *Discovery Sequence* e de FSD, foi originalmente proposto por Arps e Roberts (1958). De lá para cá, o método apenas ganhou força com a capacidade de computação que pôde ser aplicada às simulações necessárias para se chegar às curvas utilizadas. O processo assume que uma curva de FSD é construída a partir da experiência exploratória passada; que uma estimativa dos tamanhos das acumulações futuras pode ser feita,

limitando o tamanho máximo e mínimo dessas descobertas; e que as chances da existência do *play* exploratório podem ser estimadas, assegurando a existência de pelo menos uma acumulação a ser descoberta.

A determinação dos tamanhos máximo e mínimo das acumulações a serem incluídas é essencial, apesar de depender da competência dos geólogos envolvidos nessa tarefa. A exclusão de acumulações demasiadamente pequenas assegura que a avaliação e as curvas geradas não sejam artificialmente afetadas pela inclusão de inúmeras acumulações que não são viáveis. A exclusão de acumulações demasiadamente grandes assegura que o processo de avaliação é realista, pois as maiores acumulações afetam drasticamente os resultados, e se valores irreais são incluídos, os resultados serão muito superestimados. Da mesma forma, truncar a FSD em um tamanho máximo demasiadamente pequeno faz com que os resultados sejam seriamente subestimados, representando grandes perdas de oportunidades, se o processo sugerir que investimentos em esforços exploratórios futuros sejam limitados abaixo do que seriam, se um FSD realista fosse utilizado (White, 1992).

Uma vez determinados os tamanhos máximo e mínimo das acumulações a descobrir, e considerando que uma FSD tem a forma de uma curva log-normal, a tarefa de estimar a curva de FSD para um determinado *play* passa a ser a de escolher dentre o universo de curvas log-normais que podem descrever a situação, aquela que se encaixa nas condições dadas. White (1992) forneceu uma forma de realizar esta tarefa manualmente, através de uma ilustração com todas as possíveis curvas plotadas em um mesmo gráfico, onde as probabilidades são plotadas contra todos os possíveis tamanhos (Figura 16). Atualmente, as ferramentas de modelagem do processo exploratório realizam essas tarefas internamente através de algoritmos próprios.

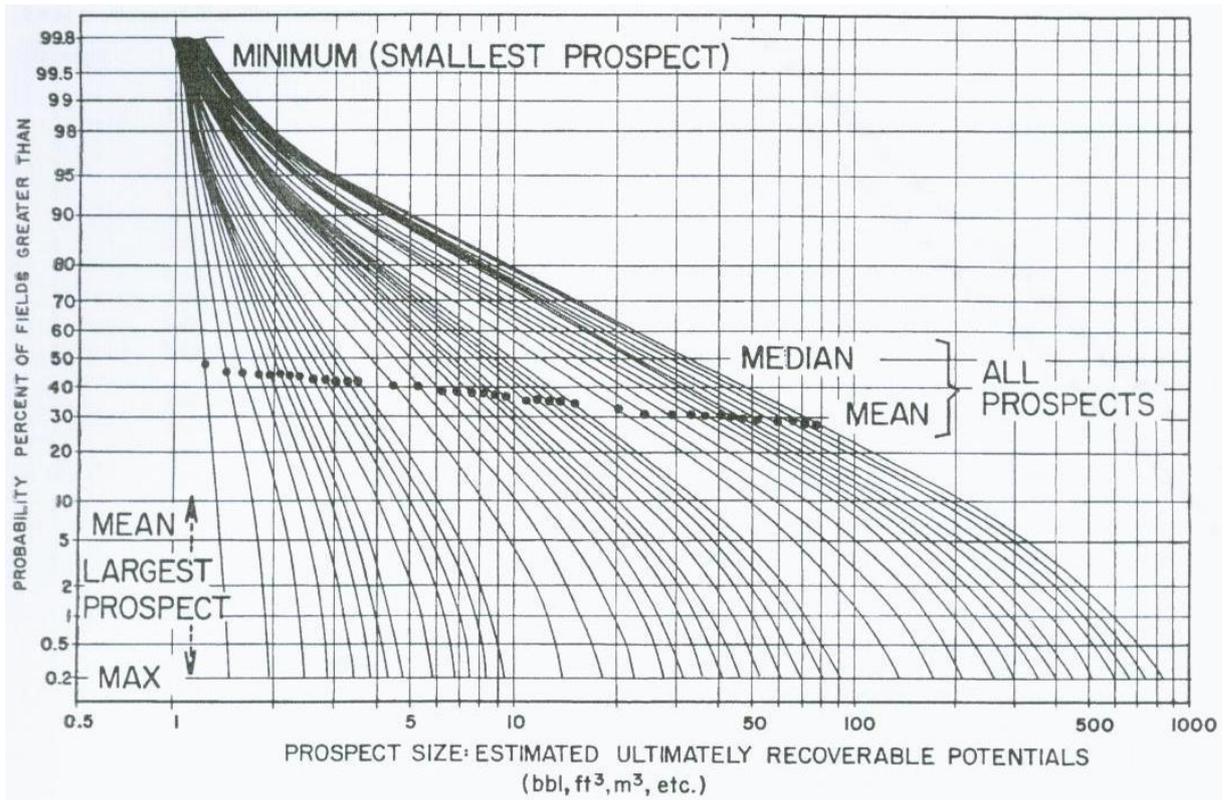


Figura 16 - Método para montar uma FSD para qualquer *play*, dados os tamanhos máximo e mínimo das acumulações: Escolhida a curva correspondente, simulações Monte Carlo podem descrever as acumulações individuais a serem descobertas (Fonte: White, 1992).

Os passos envolvidos na aplicação da metodologia mostram a necessidade de se utilizar toda a capacidade técnica disponível, para definir esses valores da forma mais realista possível. Essa constatação nos lembra que as ferramentas de avaliação de *yet-to-find-oil* com base em informações históricas são apenas complementares, e não um substituto, à aplicação do conhecimento geológico, na avaliação de *yet-to-find-oil* em uma região onde se pretende levar a cabo uma campanha exploratória.

2.11. Quantificação de Reservas a Descobrir

A concorrência acirrada entre diversas oportunidades exploratórias incentivou a avaliação de reservas a descobrir, ou seja, a busca da quantificação de *yet-to-find-oil*. Entre as três principais formas de realizar estas avaliações estão a análise dos sistemas petrolíferos, a análise probabilística de *plays*, e sistemas de análise de exaustão de áreas perfuradas, se bem que elas podem ser complementares. Cada

método tem suas vantagens e limitações, mas uma avaliação probabilística pode ser realizada em diversos estágios exploratórios, conquanto pelo menos algumas informações sobre os esforços exploratórios anteriores estejam presentes. Essa avaliação será mais robusta à medida que mais informações históricas tenham sido adquiridas e estejam disponíveis. O fato de ser possível aplicar essa avaliação mesmo em províncias exploratórias que não tenham sido exploradas intensivamente é um atrativo para a utilização dessa metodologia. E é justamente essa abordagem que continua sendo aplicada atualmente, para realizar avaliações do potencial de descobertas de diversas áreas petrolíferas no mundo (Osadetz et al, 2001; Chen e Osadetz, 2006).

A direção futura de avaliações em áreas com experiência exploratória sugere, inclusive, que mesmo para estimar descobertas futuras de reservas não-convencionais, o processo de avaliação envolverá o uso de ferramentas de modelagem do processo exploratório. As informações sobre poços com e sem descobertas são utilizadas para calibrar os parâmetros de risco exploratório, como, por exemplo, a eficiência exploratória. Essas ferramentas continuarão utilizando a iteração de informações históricas e análises bayesianas, que aprimoram os resultados obtidos à medida que novas informações exploratórias são adquiridas e incorporadas. Este tipo de análise é tido como útil para previsões a respeito do potencial de descobertas futuras de hidratos de gás, metano contido em rochas carboníferas, e outros recursos energéticos (Meneley et al, 2003).

De todas formas, é importante levar em conta que não importa o quão refinados sejam os cálculos da quantificação das reservas a descobrir, seus resultados serão sempre dependentes das incertezas dos valores iniciais, utilizados nessa análise.

2.12. Métodos Probabilísticos

Um grande problema na exploração e produção de petróleo é como medir melhor o óleo e gás recuperáveis de campos e *plays* dos *players* da indústria do petróleo, e expressar as quantidades com incertezas de forma mais fidedigna. Especialmente no caso das informações comunicadas sobre as reservas provadas de petróleo e gás de uma determinada empresa ou de um *play* exploratório, a questão do grau de

incerteza embutido nos números apresentados é um problema, e até ameaça, para os administradores, assim como para os investidores e órgãos reguladores.

Os métodos convencionais são determinísticos, e as estimativas de valor único, tradicionalmente apresentadas pela indústria do petróleo e seus *stakeholders*¹, representam valores com elevado grau de incerteza. Parâmetros importantes, como produção, reservas, e custos, não são bem representados por valores únicos com alto grau de incerteza, pois prejudicam a tomada de decisão com a confiança que os gestores geralmente exigem. Felizmente, apoiadas pelos estudos de diversos pesquisadores, as agências reguladoras de diversos países têm dado grandes passos para assimilar uma metodologia que leve em conta o fator de incerteza nesses números (Chaves, Dourado & Maia, 2006).

Métodos probabilísticos, em que parâmetros importantes são apresentados juntamente com seus graus de probabilidade, têm sido amplamente aceitos pelos exploracionistas da indústria do petróleo, mas foram menos aceitos pelos que atuam na área de desenvolvimento e produção (Rose, 2007).

Geralmente são consideradas diversas vantagens dos métodos probabilísticos sobre os métodos determinísticos:

- O grau de incerteza das estimativas pode ser mensurado, de forma que os que realizam essas estimativas podem ser cobrados pelos resultados apresentados;
- O uso da estatística melhora as estimativas, que antes eram apresentadas sem estar associadas ao grau de dispersão;
- É possível fazer simulações das condições reais (“reality checks”) antes de se comprometer com decisões de grande porte ou conseqüências importantes;

¹ *Stakeholders* é uma expressão em inglês, que expressa o grande conjunto de todos os possíveis interessados ou participantes da questão em tela. No presente caso da indústria do petróleo, esses *stakeholders* incluem os exploracionistas que produzem os dados, os investidores e reguladores que os analisam para diferentes fins, os funcionários da indústria, os moradores das regiões em que as operações exploratórias ocorrem, e quaisquer outros que tenham interesse em avaliar as informações fornecidas, por considerar que elas afetam seu comportamento ou seus interesses.

- O processo de estimar reservas pode se tornar mais rápido, devido ao uso de ferramentas computacionais e simulações com um número reduzido de iterações;
- Os resultados apresentados deixam de apresentar uma aparente (falsa) exatidão;
- Informações mais realistas, incluindo as incertezas que se aplicam a parâmetros importantes, podem ser transmitidas aos tomadores de decisão;
- Os resultados obtidos podem ser utilizados em modernos sistemas de gestão holística, onde metas de grande alcance precisam do respaldo de um amplo espectro de informações e condicionantes;
- Uma mesma ferramenta de medida de determinados parâmetros de um campo pode ser utilizada em diferentes campos.

Uma forma de visualizar as vantagens de uma abordagem probabilística em relação a uma abordagem estritamente determinística é a ilustração da Figura 17, onde os esforços despendidos para fornecer uma resposta determinística, por mais inadequada que seja, frequentemente são superiores aos esforços para fornecer uma resposta num contexto de incertezas mensuráveis (Rose, 2007).

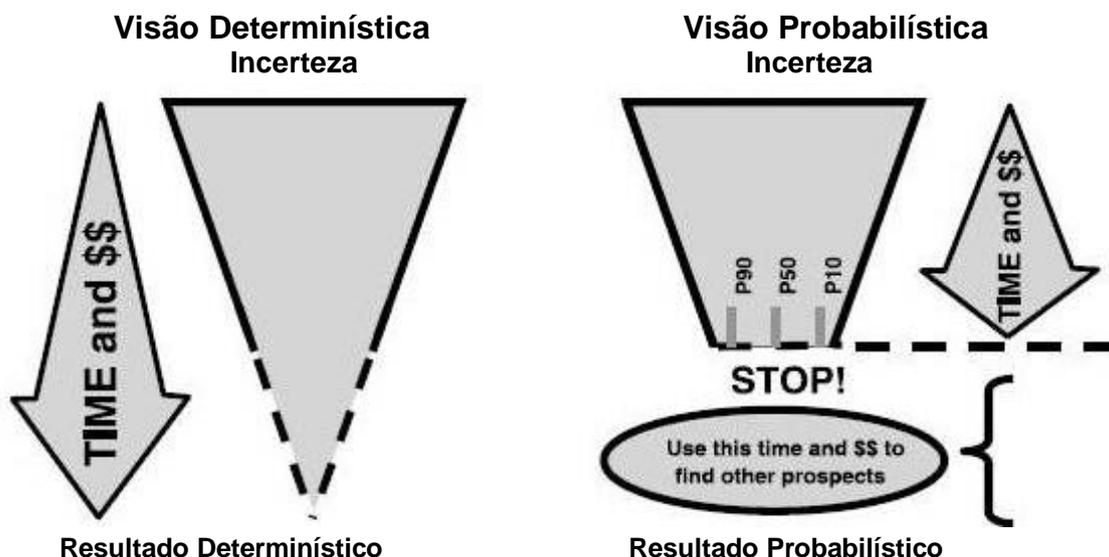


Figura 17 – A diferença entre uma abordagem probabilística e uma abordagem determinística, nos resultados oferecidos e nos custos. Os resultados probabilísticos (P90, P50, P10) dispensam esforços adicionais para chegar a um resultado determinístico (Fonte: Rose, 2007)

2.13. Métodos Estocásticos

A teoria das probabilidades é a base de todos os modelos estocásticos. A real distribuição das variáveis aleatórias estudadas pode ser aproximada por diversos tipos de distribuições teóricas. Um processo estocástico se comporta de forma não-determinística; o estado subsequente de um sistema é determinado tanto por fatores ou reações do sistema, em que é possível prever seu efeito, como por fatores aleatórios. Portanto, os processos estocásticos são complexos, e apresentam resultados por conta de efeitos conhecidos, assim como desconhecidos. Um exemplo típico de um processo estocástico cotidiano é o da medicina, onde um médico pode administrar um mesmo remédio para uma enfermidade, em diversos pacientes, mas nem todos reagem da mesma forma ao tratamento.

Nos processos estocásticos, em contrapartida a processos com soluções dadas por relações predeterminadas, como equações diferenciais, há uma impossibilidade de determinação absoluta, através de funções probabilísticas que descrevam seu comportamento. Mesmo conhecendo a condição inicial, há muitas condições finais possíveis, sujeitas a distribuições probabilísticas.

Os métodos determinísticos às vezes apresentam surpreendente capacidade de definição de determinados parâmetros, no caso de certos problemas reais, apoiados pelos avanços tecnológicos da engenharia. Dada esta capacidade de ser tão eficaz em certos casos, por que não utilizar os métodos determinísticos como padrão para solucionar os problemas reais de todos os tipos? Primeiramente, deve ser levado em conta que nenhum sistema de modelo matemático é perfeito, ele apenas se aproxima da realidade e da descrição dos parâmetros que são mais importantes no momento de sua elaboração.

Também há de se reconhecer que, diversos parâmetros permanecem sem ser devidamente determinados, mesmo no caso de modelos descritivos detalhados, mas que enfocam parâmetros diferentes. Outro problema que afeta modelos determinísticos para a solução de sistemas dinâmicos, é que eles estão sujeitos a distúrbios que não podem ser adequadamente controlados ou compensados. Finalmente, a mais importante limitação dos modelos determinísticos é que eles não

podem fornecer informações completas e exatas sobre todos os parâmetros de interesse no sistema. Isto é especialmente verdade em relação ao comportamento de parâmetros que variam individualmente ou entre si (Maybeck, 1979).

Desta forma, os métodos estocásticos, que produzem uma distribuição de probabilidade em torno da melhor estimativa para o resultado de um sistema investigado, têm seu lugar assegurado. Esses métodos vão além dos métodos tradicionais, fornecendo mais informações sobre a melhor estimativa, o que pode ser útil no manuseio dos resultados e na geração de uma visão do comportamento do sistema como um todo.

Algumas das informações adicionais, que podem ser fornecidas pelos métodos estocásticos são:

- o desvio padrão da distribuição de valores;
- a média ponderada, no caso de parâmetros que dependem de ponderação;
- estimativas não tendenciosas e de menor variância (krigagem).

Uma abordagem convencional para processos estocásticos os trata como funções de um ou mais argumentos determinísticos (tipicamente tempo), mas cujos valores de saída são variáveis aleatórias, não-determináveis, com certas distribuições de probabilidades. Os resultados podem tanto ser verdadeiramente independentes, como exibir uma certa correlação entre si, apesar de continuar sendo aleatórios.

2.14. Simulações de Monte Carlo

O estudo de um sistema pode ser realizado através de observações diretas no sistema, ou utilizando um modelo representativo desse sistema. O método de Monte Carlo consiste na substituição do estudo de um processo físico, real, por um modelo probabilístico que possa tratar de problemas determinísticos por meio de amostras aleatórias (Oliveira, Barros e dos Reis, 2007).

O método de Monte Carlo (ou simulação de Monte Carlo) pode ser usado para descrever qualquer técnica que se aproxima de soluções de problemas quantitativos,

através de amostragem estatística. A simulação de Monte Carlo representa explicitamente as incertezas de um problema, especificando variáveis de entrada com uma distribuição aleatória. Este processo se chama propagação (ou tradução) das incertezas de entrada para incertezas de saída, através de uma função que descreve o comportamento do parâmetro que se busca solucionar (Metropolis, 1987).

A solução de um problema é obtida através da simulação de modelos com base em variáveis aleatórias, geradas com o uso de geradores de números aleatórios, para montar um grande conjunto de resultados estocásticos. A idéia básica da simulação de Monte Carlo é a de que, havendo uma equação descritiva que determine o comportamento do sistema para o qual se busca uma solução, os possíveis caminhos que esse sistema pode percorrer são simulados muitas vezes, cada simulação sendo igualmente provável, utilizando dados aleatórios de variáveis de entrada. Para cada realização, um único valor é retirado e usado como amostra aleatória dos possíveis valores que o resultado pode assumir, para criar um conjunto grande de resultados independentes. Ao repetir esse procedimento um grande número de vezes ($N=10.000$ é um valor típico de simulações), se obtém a distribuição dos valores do resultado, assim como a média e outras medidas que sugerem o comportamento probabilístico do resultado.

Devido às propriedades estatísticas dos valores dos resultados obtidos, baseados em variáveis aleatórias, como as que ocorrem em jogos de azar nos cassinos, esta técnica é chamada de método de Monte Carlo, numa referência ao famoso cassino do Principado de Mônaco (Pillana, 2004).

Para realizar uma simulação é necessário que uma função de densidade de probabilidade (modelo) possa ser encontrada para descrever o sistema (Camponogara, 2004). Também é necessário gerar números pseudo-aleatórios, através de um algoritmo que produza uma série grande desses números, para serem utilizados na grande quantidade de simulações necessárias. Os algoritmos utilizados não devem gerar repetições ou sequências, conhecidas, o que não é trivial (Metropolis, 1987).

A precisão do resultado final depende em geral do número de tentativas. Esse equilíbrio entre a precisão do resultado e o tempo de computação é uma característica extremamente útil dos métodos de Monte Carlo. Se somente for necessário chegar a uma solução aproximada, então um método de Monte Carlo com menos iterações pode ser bastante prático e rápido.

O método de Monte Carlo é considerado simples e flexível, podendo ser aplicado em problemas de qualquer nível de complexidade. Entretanto, a maior desvantagem do método, é o número de simulações (iteraões) necessárias para reduzir o erro da estimativa da solução procurada, o que tende a tornar o método intensivo no consumo de potência computacional. Felizmente, essa já não é uma barreira significativa, dado o poder computacional disponível até nos modernos computadores pessoais.

No *World Petroleum Assessment 2000* (WA2000²), foram usadas algumas ferramentas de simulação de Monte Carlo denominadas EMCEE e Emc2, em conjunto com outro programa de simulação, Crystal Ball®, que funcionam dentro do ambiente computacional Microsoft Excel®. Basicamente, o método de simulação de Monte Carlo envolveu os seguintes passos:

- realizar uma amostragem do valor do número de campos a descobrir, sobre a curva de distribuição do número esperado de campos a descobrir de diversas classes de tamanho;
- transformar esse número em número inteiro e utilizar como o número de amostras a serem tomadas sobre a curva de distribuição de tamanhos de campos esperados;
- totalizar esses tamanhos amostrados para fornecer um valor do total de reservas a descobrir;
- repetir esse processo 50.000 vezes para criar uma distribuição do valor do volume total de reservas a descobrir.

² O WA2000 foi realizado pelo United States Geological Survey (USGS), conforme descrito na Seção 2.17. WA2000 – USGS World Petroleum Assessment 2000.

Outros cálculos também foram realizados para contabilizar o volume de gás e condensado presentes no óleo, e cálculos separados foram realizados para calcular os volumes de gás não associado nos campos a descobrir. O tamanho máximo dos campos a descobrir também foi calculado, para limitar os valores amostrados (Charpentier e Klett, 2002). Esse processo é descrito na Figura 18, onde os passos representados pelas amostragens das primeiras duas caixas são repetidos 50.000 vezes, gerando a curva de distribuição de volumes totais mostrada na terceira caixa.

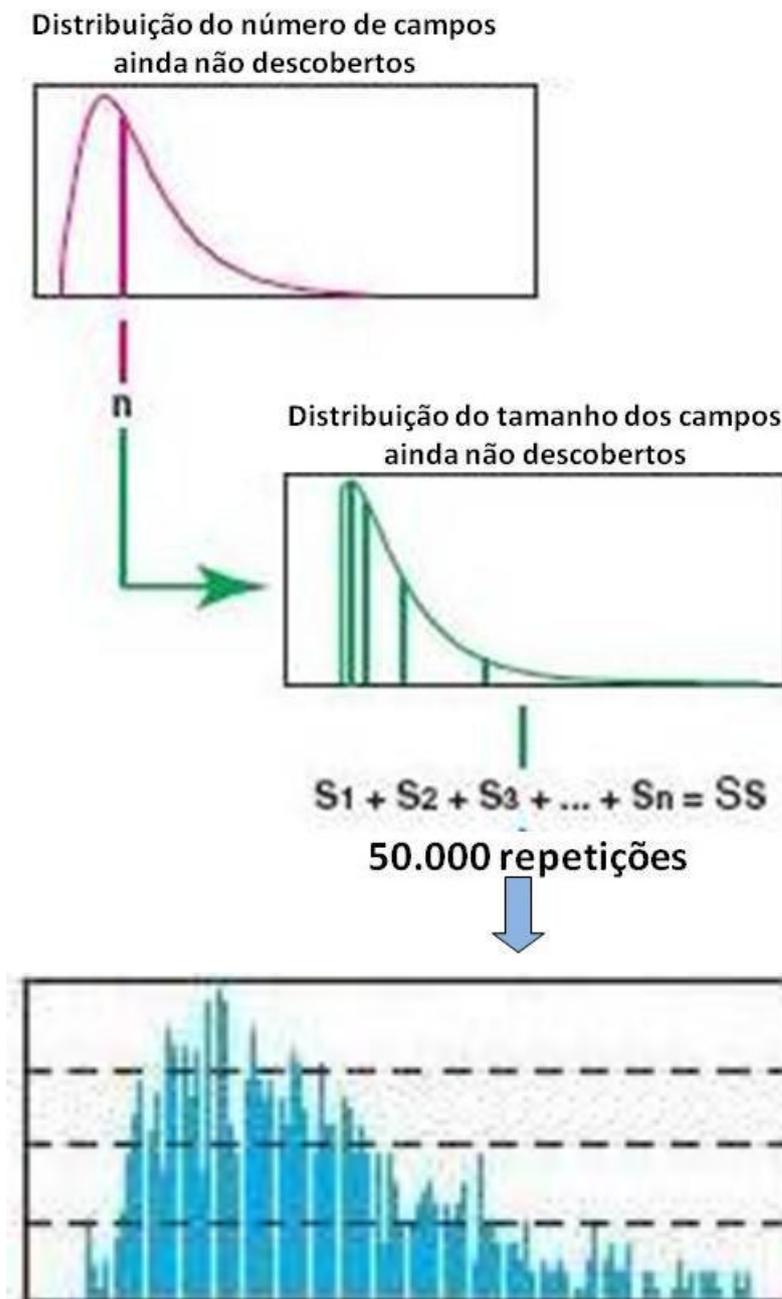


Figura 18 - Descrição dos passos do processo de simulação de Monte Carlo utilizado pelo WA2000, repetidos 50.000 vezes (Charpentier e Klett, 2002)

2.15. Teorema de Bayes

O teorema de Bayes relaciona as probabilidades condicionais e marginais de dois eventos aleatórios. O teorema de Bayes descreve probabilidades em termos de condições prévias, interpretando o conceito de probabilidade como uma medida do estado do conhecimento, e não apenas como uma frequência. O cálculo de probabilidade bayesiana envolve o produto da chance de ocorrência e a probabilidade prévia. A chance de ocorrência reflete o comportamento dos dados, e a probabilidade prévia reflete o conceito da condição prévia, antes da observação dos dados.

A inferência bayesiana é uma inferência estatística em que novas observações são utilizadas para atualizar ou modificar a probabilidade que uma hipótese seja verdadeira. Uma das características da visão bayesiana é que uma hipótese pode ter associada uma probabilidade, enquanto na visão tradicional, uma hipótese pode apenas ser verdadeira ou falsa.

A inferência bayesiana utiliza aspectos do método científico, que envolve a coleta de evidências para substanciar ou não uma hipótese. À medida que as evidências se acumulam, o grau de confiança em uma hipótese muda, e com suficientes evidências esse grau de confiança se torna muito alto ou muito baixo, sugerindo se a hipótese é verdadeira ou falsa. Dessa forma, a inferência bayesiana pode ser utilizada para diferenciar entre hipóteses conflitantes, aceitando as que têm alto grau de confiança e rejeitando as que têm baixo grau de confiança.

Um conceito importante na inferência bayesiana é o de probabilidade prévia, ou confiança numa condição prévia. A inferência bayesiana usa uma estimativa numérica do grau de confiança prévia numa hipótese, antes que sejam observadas evidências, e calcula uma estimativa do grau de confiança após essa evidência ser observada. Este processo é repetido quando evidências adicionais são observadas. Uma consequência deste processo é que mesmo quando diferentes observadores têm probabilidades prévias muito diferentes entre si, novas evidências oriundas de observações repetidas tenderão a aproximar essas probabilidades prévias.

Em geral, o teorema de Bayes opera da seguinte forma:

$$P(H|D) = \frac{P(D|H) P(H)}{P(D)}$$

onde **H** é uma hipótese, e **D** é o dado. **P(H)** é a probabilidade prévia de **H**, ou seja, a probabilidade de **H**, antes que o dado **D** fosse observado. **P(D | H)** é a probabilidade condicional de observar o dado **D**, no caso da hipótese **H** ser verdadeira. **P(D | H)** é chamada de favorabilidade. **P(D)** é a probabilidade marginal de **D**. **P(H | D)** é a probabilidade posterior, ou seja, a probabilidade de **H** ser verdadeira, dado o dado **D** observado e o estado prévio de crença sobre a hipótese. Com novas evidências, a probabilidade prévia muda, e o teorema de Bayes ajusta as probabilidades da seguinte forma:

$$P(H|E) = \frac{P(E|H) P(H)}{P(E)}$$

onde **P(H | E)** é a probabilidade posterior de **H**, dada a nova evidência **E**. Agora **P(H)** representa a probabilidade prévia de **H**, antes que a nova evidência **E** fosse observada. **P(E | H)** é a probabilidade condicional de observar a evidência **E**, no caso da hipótese **H** ser verdadeira (também é chamada de função de favorabilidade, quando considerada uma função de **H** para um **E** fixo). **P(E)** é a probabilidade marginal de **E**, ou seja, a probabilidade a priori de observar a nova evidência **E** em qualquer hipótese.

A utilização de tamanhos máximos nas simulações das ferramentas de modelagem do processo exploratório se assemelha ao método bayesiano, pois dados os resultados, muitas vezes fica claro que os valores utilizados inicialmente devem ser repensados à luz desses resultados, que podem apontar para valores exagerados ou subestimados. Dessa forma, é possível fazer iterações de estimativas, de acordo com as noções do conhecimento geológico geral sobre uma área sendo investigada,

para se chegar a valores tidos como mais razoáveis, caso os valores iniciais não gerem resultados aceitáveis dentro dessas noções preconcebidas.

Na avaliação com ferramentas de modelagem do processo exploratório, a aplicação do Teorema de Bayes se dá principalmente através do uso de probabilidades independentes e condicionais, para parâmetros relacionados a fatores de risco exploratório de prospectos individuais e aspectos geológicos do *play*.

As ferramentas de modelagem do processo exploratório podem ser usadas para avaliar as chances de sucesso de um determinado prospecto, por exemplo. Neste caso, primeiramente é considerada a probabilidade marginal (chance de ocorrência do evento) de existência de um *play* na área sendo investigada. Caso já exista alguma descoberta anterior nessa área, é evidente que a chance de existência de um *play* é 1, pois a existência de um *play* é condição prévia para a ocorrência de quaisquer acumulações de hidrocarbonetos. Caso não haja descobertas anteriores, esta probabilidade será dada de acordo com os conhecimentos geológicos sobre a área, ou em função do cálculo de uma probabilidade conjunta (probabilidade de ocorrência simultânea de dois ou mais eventos) dos parâmetros que definem a presença de um *play*, como presença de rocha fonte, presença de rocha reservatório, migração, e sincronismo (partes essenciais de um sistema petrolífero). Esta probabilidade marginal se aplica a todos os prospectos da área.

Em segundo lugar, são consideradas as probabilidades de adequação dos parâmetros específicos do prospecto sendo avaliado, como existência de traçamento adequado, qualidade do reservatório (que envolve outros parâmetros, como porosidade e espessura), e a acumulação em si de hidrocarbonetos. Estas probabilidades são geralmente tidas como independentes entre si (a ocorrência de uma não afeta as outras). Essas probabilidades são multiplicadas para obter a probabilidade conjunta de adequação referente ao prospecto, pois todos esses fatores implicam na adequação do prospecto. Caso haja motivo de considerar que há dependência entre duas ou mais dessas probabilidades, as ferramentas de modelagem podem realizar os cálculos apropriados para levar essas relações em conta, ao calcular a probabilidade conjunta.

Finalmente, é calculada a probabilidade condicional de sucesso para o prospecto. Essa probabilidade é a probabilidade do resultado representado pelo sucesso do prospecto, dada a ocorrência de um evento anterior, ou seja, da existência de um *play* na área sendo investigada. A descrição do cálculo dessa etapa é dada pela equação:

$$p\{A | B\} = \frac{p\{A, B\}}{p\{B\}}$$

onde **p{A|B}** é a chance de sucesso do prospecto; **p{A,B}** é a probabilidade conjunta da existência de um *play* e da adequação dos parâmetros do prospecto; e **p{B}** é a probabilidade prévia da existência de um *play* na área investigada.

A entrada destes parâmetros é feita nas ferramentas de modelagem do processo exploratório através de duas séries de entradas em uma tabela. Uma série de entrada (coluna de células) calcula as probabilidades aplicáveis a todos os prospectos da área investigada (probabilidades em nível de *play*, já que todos os prospectos em um *play* apresentam o mesmo conjunto de atributos essenciais). Outra série de entrada calcula as probabilidades aplicáveis ao prospecto sendo avaliado (probabilidades em nível de prospecto). Este é o chamado *2-level risk model*, como utilizado na ferramenta GeoX (Figura 19).

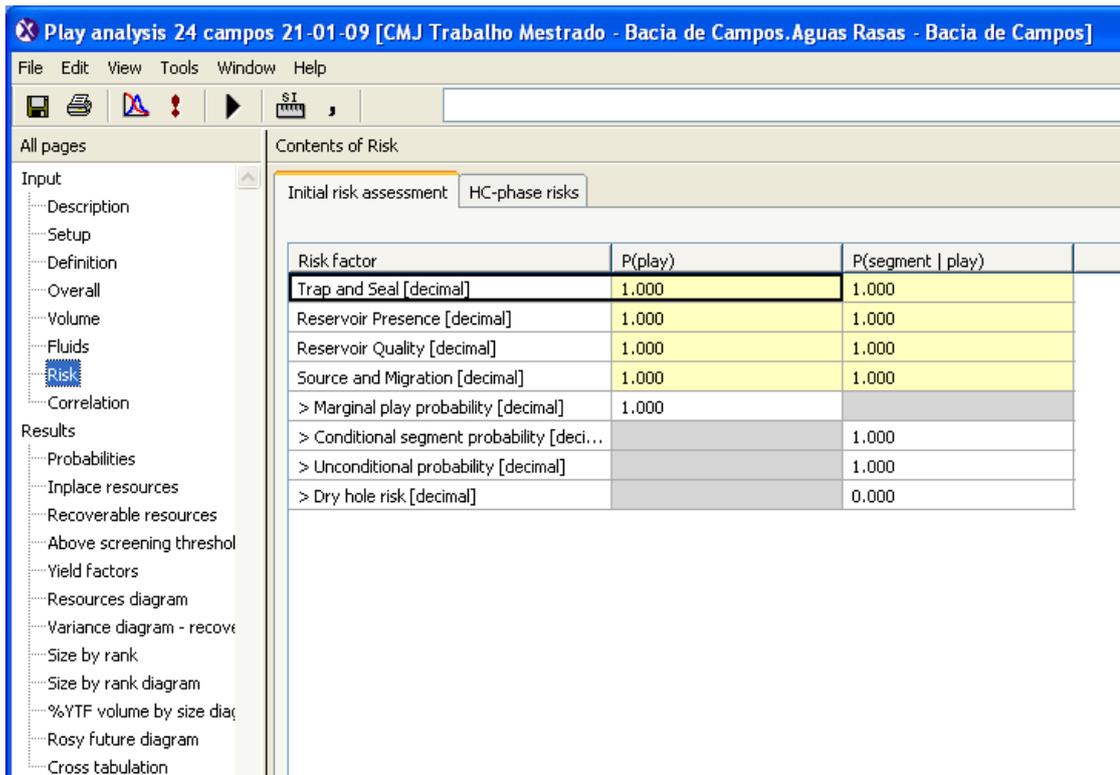


Figura 19 - Tela de entrada de parâmetros de incerteza (“*risk factors*”) em nível de *play* e de prospecto, na ferramenta GeoX

O resultado, ou seja, a probabilidade de sucesso do prospecto, é a “*Conditional segment probability*” (probabilidade condicional de êxito do prospecto), na Figura 19. O risco de um poço seco (“*Dry hole risk*”) é apenas um menos a probabilidade condicional de êxito do prospecto.

2.16. Aplicação dos Modelos

Alguns dos conceitos apresentados aqui foram utilizados em um estudo anterior, que apontou para as perspectivas de novas descobertas na Bacia de Campos, mesmo antes das muitas descobertas dos últimos vinte anos. Em 1984, Chaves et al realizaram uma análise das informações disponíveis na Petrobras, à época, sobre a Bacia de Campos, utilizando o Modelo DSR. Já nesse trabalho, empregando o conceito de área exaurida, foi possível sugerir que a Bacia de Campos ainda estava longe de poder ser considerada madura. Esse trabalho apresentou como conclusão a previsão de que a partir da perfuração futura de 93 novos poços exploratórios, reservas adicionais de 87,5Mboe poderiam ser descobertas, em mais de seis

campos, mesmo considerando que o princípio da eficiência exploratória sugeria que a descoberta de campos maiores era muito menos provável (Chaves et al, 1984b).

Como no modelo DSR essas previsões dependiam dos cálculos do volume de óleo original dos campos estudados até então, os resultados seriam tão pessimistas ou otimistas quanto esses cálculos. À época, naturalmente, as estimativas do volume de óleo original na Bacia de Campos ainda subestimavam a realidade, que somente posteriormente foi constatada, pois apenas 307 poços foram considerados como dados disponíveis à época. Conseqüentemente, os resultados de Chaves também subestimaram a quantidade de descobertas que viriam a ser feitas, não invalidando o modelo e comprovando a dinâmica do processo.

Chaves et al (1984a) também aplicaram este conceito para modelar o processo exploratório da Bacia de Sergipe/Alagoas (SEAL), dividindo a bacia em unidades cronoestratigráficas informais, agrupando acumulações segundo os intervalos produtores. Os três intervalos utilizados correspondiam aos intervalos produtores do Cretáceo Superior ao Terciário (Turoniano ao Maestrichtiano), do Aptiano ao Turoniano, e do Jurássico ao Aptiano. O principal intervalo produtor era o do Aptiano ao Turoniano, que também era o mais explorado e exaurido (47,2% e 46,7%, respectivamente, da área prospectável).

Resultados de simulações e estudos retrospectivos de bacias maduras mostram que a estimativa do tamanho da bacia se estabiliza quando forem perfurados 25% dos poços necessários à sua completa exaustão. No caso da Bacia de SEAL, a análise da área de influência dos poços que perfuraram cada intervalo permitiu a determinação da área efetivamente pesquisada e o grau de exaustão de cada intervalo. Foi considerado um campo médio elíptico de 25km^2 (3,5 km por 2,275 km), e a área exaurida de cada poço foi comparada com a área prospectável de cada intervalo.

Os resultados esperados deveriam apontar para maiores descobertas no início da exploração, mas os resultados obtidos neste caso indicaram uma inversão desta tendência, para as três menores classes de tamanho de campos; para a classe de grandes campos a tendência esperada prevaleceu, com a descoberta de Carmópolis

(em 1964) e Camorim (em 1970) no início do processo exploratório considerado, de 1957 a 1983. Também foi observado que as previsões de descobertas foram mais pessimistas que a realidade, tendo como provável explicação o fato de que as descobertas na Bacia SEAL sofreram vários períodos de aprendizado, que continuaram gerando novas descobertas após a estabilização esperada.

Como a análise dos dados de exploração por classe (tamanho de descoberta) sugeriu a existência de ciclos de padrão exploratório bem definidos, que elevavam os resultados esperados em cada ciclo, o procedimento de simulação com o modelo foi modificado para utilizar sempre o valor da eficiência exploratória mais recente. Desta forma, o valor da experiência exploratória do ciclo atual é aplicado às descobertas futuras, e não sua média histórica, mais baixa. Com os ajustes correspondentes às observações feitas sobre os novos ciclos de aprendizado, foi possível obter previsões bem próximas dos resultados das descobertas efetivamente encontradas. Os resultados das previsões indicaram a possibilidade, à época, de descobertas adicionais equivalentes a um máximo de 200%, 29,3% e 13,7%, respectivamente, nos três intervalos considerados, sobre as reservas totais existentes em 1983, ou mais 33% sobre o total da bacia como um todo (614 milhões de m³ nos intervalos agregados). Em retrospecto histórico, esses valores ainda representaram previsões pessimistas, em relação à realidade. Considerando vinte anos de produção desde então, mais as reservas atuais, os valores (da ordem de um bilhão de m³) são muito superiores às previsões obtidas então (Chaves et al, 1984a).

A experiência exploratória em ciclos foi observada por Drew (1990) na Bacia de Denver, resultando nas descobertas e área exaurida mostradas na Figura 20. No caso da Bacia de SEAL, Chaves et al (1984a) também observaram a experiência exploratória em ciclos, cujo comportamento foi explicado pelo surgimento de novas idéias geológicas, que permitiram resultados superiores aos obtidos com o conhecimento anterior (Figura 21).

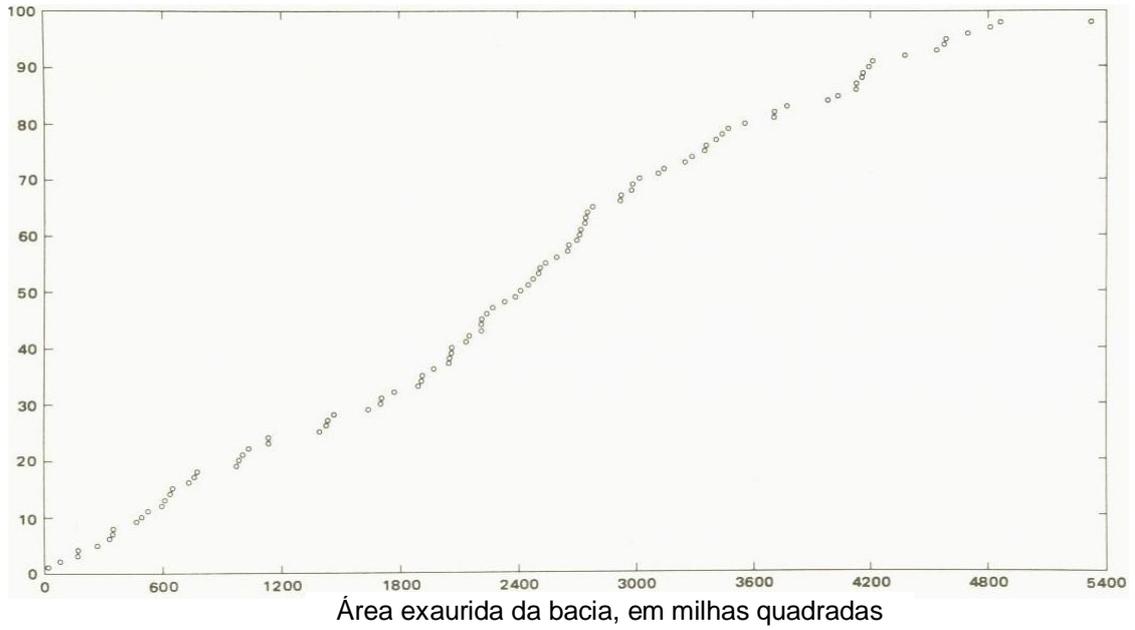


Figura 20 - Experiência Exploratória em ciclos, referente à Bacia de Denver, EUA, mostrando o número de descobertas (eixo vertical) conforme a área exaurida, em milhas quadradas (Fonte: Drew, 1990)

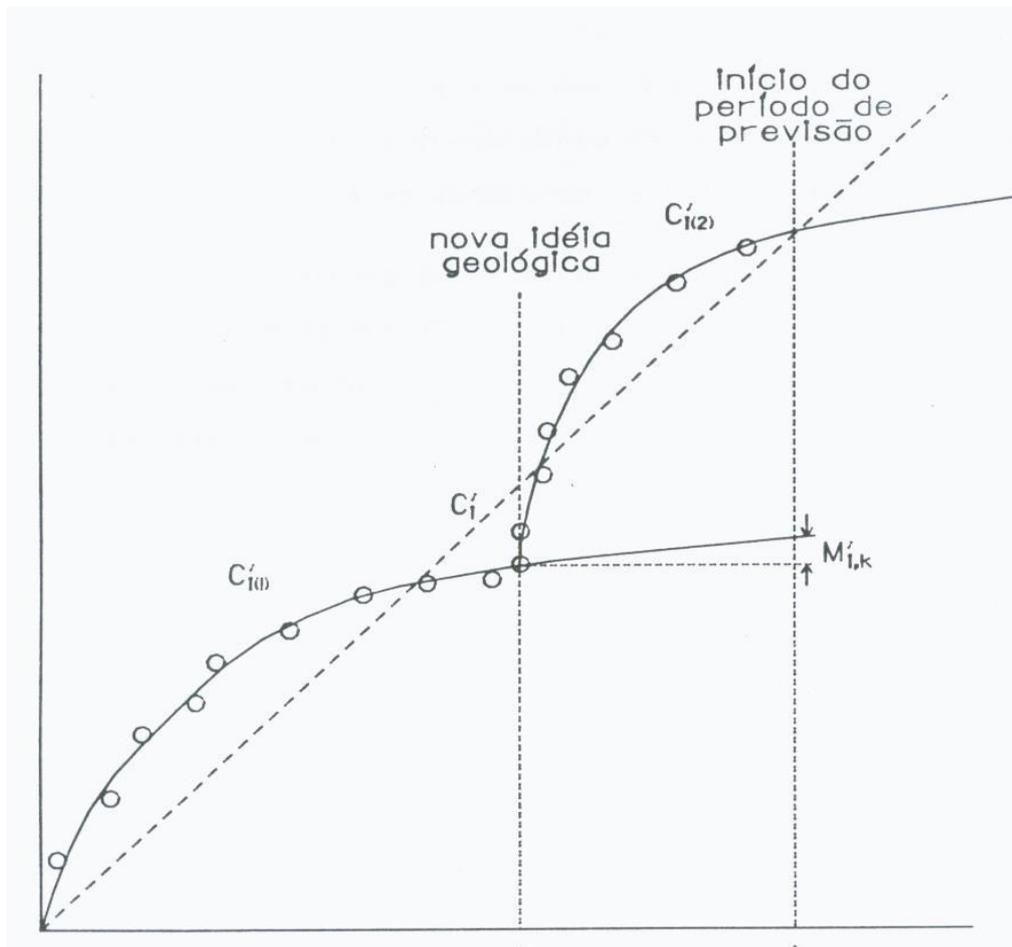


Figura 21 - Explicação da Experiência Exploratória em ciclos (Fonte: Chaves et al, 1984a)

2.17. WA2000 - USGS World Petroleum Assessment 2000

Dada a importância estratégica da quantificação e localização de novas descobertas de reservas de petróleo, gás natural e outros recursos energéticos não-convencionais, o United States Geological Survey (USGS) preparou um estudo destes recursos, o World Petroleum Assessment 2000 (WA2000). O objetivo era aplicar um modelo de avaliação de *yet-to-find-oil* no mundo todo, e apresentar um quadro das perspectivas globais de novas descobertas de reservas de petróleo, gás natural e demais recursos energéticos. Para tanto, o USGS adotou a abordagem de *Total Petroleum System* (TPS) para avaliar as ocorrências de acumulações de hidrocarbonetos, e dentro do TPS, são consideradas as *Assessment Units* (AU), ou unidades de avaliação.

Um TPS é o conjunto de elementos físicos (a rocha geradora, o reservatório e o selo do reservatório), processos (geração, migração, formação de trapas e acumulação de óleo), e todo o óleo geneticamente relacionado a uma determinada região de rocha geradora (chamada de *pod of active source rock*, na terminologia do USGS). O conceito de TPS do WA2000 pode ser entendido através de uma visualização de seus componentes e dos processos envolvidos: a rocha geradora, o reservatório (rocha reservatório), o selo do reservatório, os prospectos, os *plays*, e as descobertas, perfazendo o TPS em si (Figura 22).

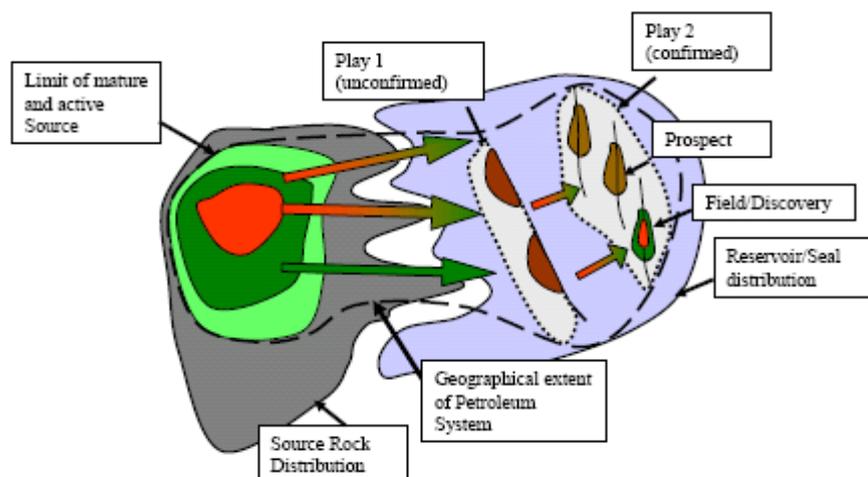


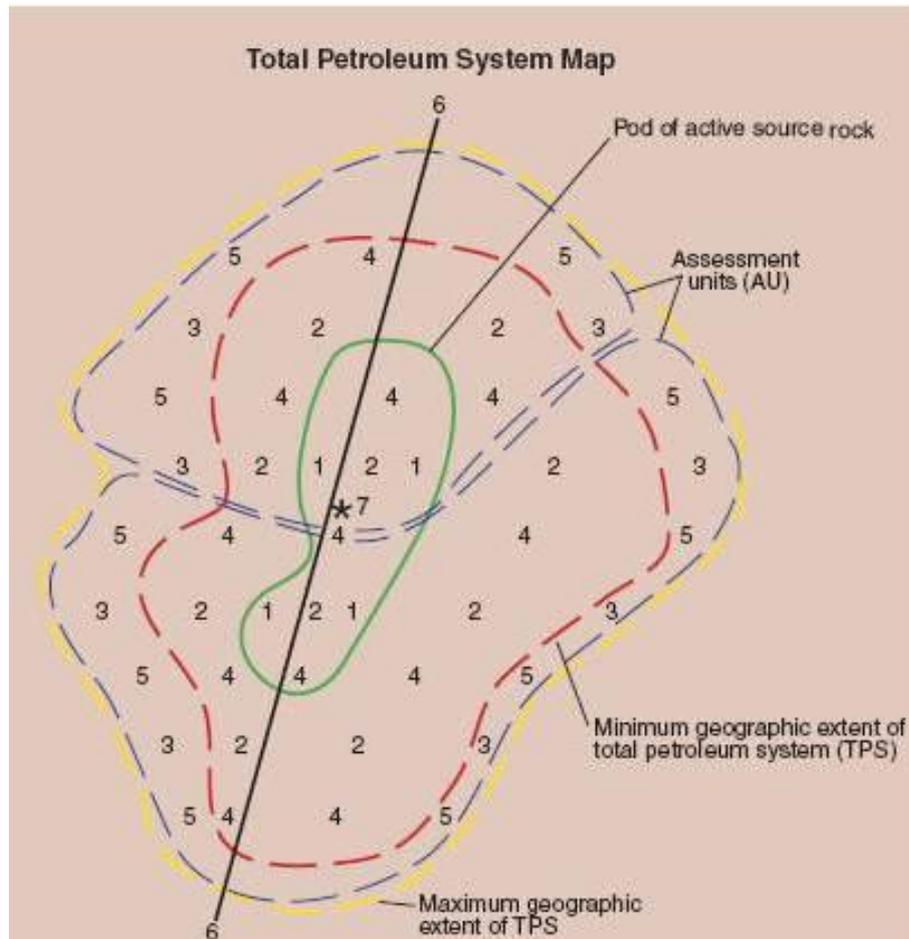
Figura 22 – Elementos de um TPS (Fonte: Caluyong, 2006)

Dourado (2007) fez um apanhado do WA2000 e dos trabalhos que respaldaram sua metodologia. Segundo ele, na concepção do WA2000 um conjunto de AU forma um único TPS. Mais: historicamente, os conceitos de TPS e AU se desenvolveram por dois caminhos diferentes, que acabaram convergindo. Um caminho partiu do conceito de *Oil System* (Dow, 1974), que depois evoluiu para o Sistema Petrolífero (Magoon & Dow, 1994), e, por fim, o TPS, conceitos esses que enfatizam o sistema de carga do hidrocarboneto. O outro caminho enfoca a descoberta de acumulações trapeadas, iniciando-se pelo prospecto, então o *play*, e, finalmente, a AU (Magoon & Schmoker, 2002). A AU foi definida como um volume de rocha, dentro de um TPS, que abrange campos descobertos ou não descobertos, com uma população suficientemente homogênea em termos geológicos, de estratégia de exploração e de risco econômico, que apresentam um conjunto de características singulares, permitindo o uso de técnicas de inferência estatísticas no dimensionamento dos recursos de hidrocarbonetos ali contidos. A AU é considerada estabelecida se contém mais de 13 campos descobertos; de fronteira se contém de 1 a 13 campos descobertos; e hipotética se não foi descoberto nenhum campo (Magoon & Schmoker, 2002; Dourado, 2007).

Ainda segundo Dourado (2007), o termo prospecto é usado, atualmente, para descrever uma feição estrutural e estratigráfica que pode ser mapeada e perfurada. Uma série de prospectos geologicamente relacionados podem ser agrupados como um *fairway*, ou um *trend* exploratório, ou em um *play*. O TPS pode ser mapeado para melhor compreensão de sua evolução. O objetivo é fazer esse mapeamento em três dimensões espaciais e, também, na temporal, de forma a transformar as áreas em dados volumétricos, levando em consideração elementos chave de sincronia do TPS. O termo unidade de avaliação (AU) foi adotado para contemplar a avaliação de campos não descobertos, o que permite que os campos já descobertos na AU sejam a base para os dados exploratórios históricos, que servirão para estimar o número e o tamanho de poços a serem ainda descobertos na mesma AU.

O USGS congregou, identificou e mapeou os 159 maiores sistemas petrolíferos no mundo, excluindo os Estados Unidos, de acordo com os volumes produzidos e ainda remanescentes (reservas) de hidrocarbonetos (Schmoker e Klett, 2002a). A metodologia empregada pelo USGS para este levantamento utilizou os conceitos

descritos para TPS, AU e demais unidades empregadas pelo USGS, representados abaixo (Figura 23).



- 1 – Área de *pod* ativo de rocha fonte contígua, com presença de material orgânico para alimentar o TPS
- 2 – Área de extensão mínima do TPS (contém acumulações conhecidas)
- 3 – Área entre extensão mínima e máxima do TPS (não são conhecidas acumulações nesta área, mas há favorabilidade geológica)
- 4 – Área da AU que contém acumulações conhecidas
- 5 – Área da AU sem acumulações conhecidas
- 6 – Alinhamento sugerido para o corte ideal de seção do TPS (direção do comprimento maior)

Figura 23 – O conceito de *Total Petroleum System* utilizado pelo USGS (Fonte: USGS, 2002)

A avaliação das reservas de petróleo e gás no mundo foi realizada pelo USGS com base no conceito de área máxima e mínima do TPS, e utilizando as informações geológicas disponíveis sobre essas áreas, incluindo os volumes físicos de rocha reservatório. A extensão geográfica máxima do TPS é a área além da qual não existe possibilidade de encontrar hidrocarbonetos. A extensão geográfica mínima do

TPS é a mesma anteriormente definida como a extensão geográfica do Sistema Petrolífero de Magoon & Dow (1994).

Com base numa análise estatística destas informações, foi apresentada uma estimativa da distribuição dos tamanhos e probabilidades dos campos que ainda poderão ser descobertos (*Undiscovered Field Size Distribution*), na forma de tabelas para cada um dos diversos TPS e AU, assim como estimativas para o crescimento das reservas de campos descobertos (Schmoker e Klett, 2002b). No caso do Brasil, a AU denominada *Late Cretaceous-Tertiary Turbidites* (Turbiditos do Cretáceo Superior ao Terciário), no TPS denominado Lagoa Feia-Carapebus, dentro da província petrolífera denominada Bacia de Campos, abrange boa parte da área de águas rasas da Bacia de Campos, justamente onde se realizou o estudo da presente pesquisa. Outra AU denominada *Cretaceous Carbonates* (Carbonatos do Cretáceo), no mesmo TPS e província petrolífera, também abrange grande parte da área de águas rasas da Bacia de Campos. Estas AUs estão localizadas conforme mostra a figura abaixo (Figura 24).

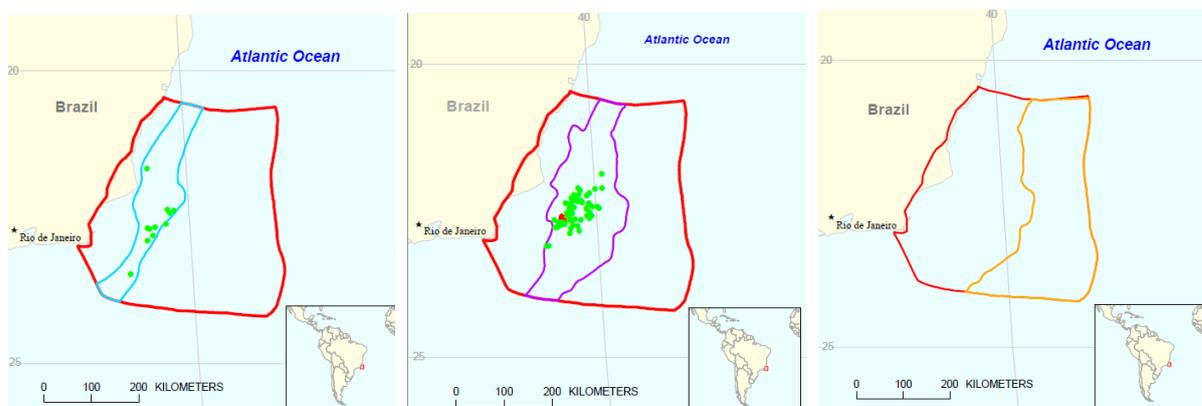


Figura 24 – As AUs no TPS Lagoa Feia-Carapebus: em azul claro os Carbonatos do Cretáceo; em roxo os Turbiditos do Cretáceo Superior/Terciário; em amarelo a Província Salífera/Arenitos do Terciário ((Fonte: USGS, 2002)

Para a AU *Late Cretaceous-Tertiary Turbidites* foi estimada a probabilidade de que existam mais de três bilhões de barris de óleo em reservas adicionais a serem descobertas, com pelo menos 95% de certeza (F95). Para a AU *Cretaceous Carbonates* foi estimada a probabilidade de que existam 230 milhões de barris de óleo em reservas adicionais a serem descobertas, com pelo menos 95% de certeza (F95). Ambas estas AUs têm parte de sua área localizada em águas rasas, na Bacia

de Campos. A tabela abaixo descreve algumas das estimativas geradas pelo modelo do USGS para o TPS Lagoa Feia-Carapebus (Tabela 1).

Tabela 1 – Estimativas do WA2000 para o TPS (*Total Petroleum System*) Lagoa Feia-Carapebus (Fonte: USGS, 2002)

Acumulações não descobertas – TPS Lagoa Feia-Carapebus, Mm³			
AU/Código	F95	F50	F05
Turbiditos do Cretáceo Superior/Terciário/60350101	3,211	10,310	20,203
Carbonatos do Cretáceo/60350102	230	885	1,852
Província de Domos de Sal/60350103	0	3,060	14,423

O total das descobertas esperadas, com grau de incerteza um tanto maior (F50), são muito expressivos, sendo mais de três vezes superiores ao total esperado com F95, e apontam para a importância de estudar mais detalhadamente este potencial.

3. Ferramentas da Metodologia de Modelagem Estocástica e Ajuste por Área Exaurida

3.1. Ferramenta de Sistema de Informações Geográficas - SIG

Apesar dos avanços computacionais e de sua aplicação às Geociências, ainda existe um espaço enorme para retomar desenvolvimentos já consagrados e reescrevê-los em outras linguagens, com recurso ao geoprocessamento, ao processamento digital de imagens, e ao uso de dados provenientes de sensores térmicos, elétricos, sísmicos, gravimétricos, do espectro do visível, com o UV, e tantos outros. O setor do petróleo é extremamente desenvolvido em soluções de programação para visualização em 2D e 3D (Martins Junior, 2001). A possibilidade de utilização de diversas ferramentas de programação disponíveis orientou a proposta desta pesquisa, de aliar as ferramentas de SIG às ferramentas de modelagem do processo exploratório, para melhor avaliar as perspectivas de *yet-to-find-oil*.

Os estudos da variabilidade espacial dos atributos de determinados parâmetros geológicos necessita de ferramentas chamadas de interpoladores espaciais. Os interpoladores espaciais são um conjunto de procedimentos matemáticos inseridos nos SIGs e utilizados para estimar valores de uma variável em uma área interior aos pontos de amostragem disponíveis, permitindo representar em mapa, de forma contínua, o comportamento de variáveis amostradas pontualmente (Andriotti, 2003).

Alguns interpoladores como o inverso do quadrado da distância; krigagem; curvatura mínima; vizinho mais próximo; regressão polinomial; e triangulação de Delaunay, estão inseridos no conjunto de ferramentas de análise de contiguidade de um SIG. Esta ferramenta tem como objetivo gerar superfícies contínuas a partir de dados de variação de altura, ou dados obtidos através de sensoriamento remoto, ou dados naturais da superfície terrestre, onde muitas vezes eles são obtidos como entidades pontuais. Para produzir superfícies contínuas a partir de dados pontuais, determinados tratamentos matemáticos (os interpoladores) são necessários para a

exportação de suas características não espaciais, como a krigagem, que faz parte da “caixa preta” das ferramentas de SIG geralmente disponíveis comercialmente (Kraemer, 2007).

Sem abordar exageradamente a vasta ciência da geoinformação, alguns conceitos básicos necessitam ser levados em conta quando dados espaciais coletados e armazenados em forma de bancos de dados de SIGs (Câmara, Davis e Monteiro, 2001). Principalmente, para permitir trabalhar no SIG escolhido com elementos espaciais de forma coerente, é necessário definir:

- o sistema de coordenadas geográficas
- o sistema de projeção cartográfica
- um *datum* horizontal e vertical
- uma escala na qual se irá trabalhar
- uma forma confiável de aquisição de dados (como através de equipamentos de sensoriamento remoto, coleta de dados com equipamentos de GPS (*global positioning systems*), etc.

A arquitetura de SIGs segue uma organização descrita na Figura 25, onde os principais elementos que integram o SIG são mostrados. Na presente pesquisa, por exemplo, foi fundamental poder trabalhar com um banco de dados geográficos, com as informações sobre os poços perfurados na Bacia de Campos em águas rasas, assim como informações sobre as descobertas de campos petrolíferos associadas às informações espaciais sobre sua localização, extensão, e outros dados sobre esses campos.

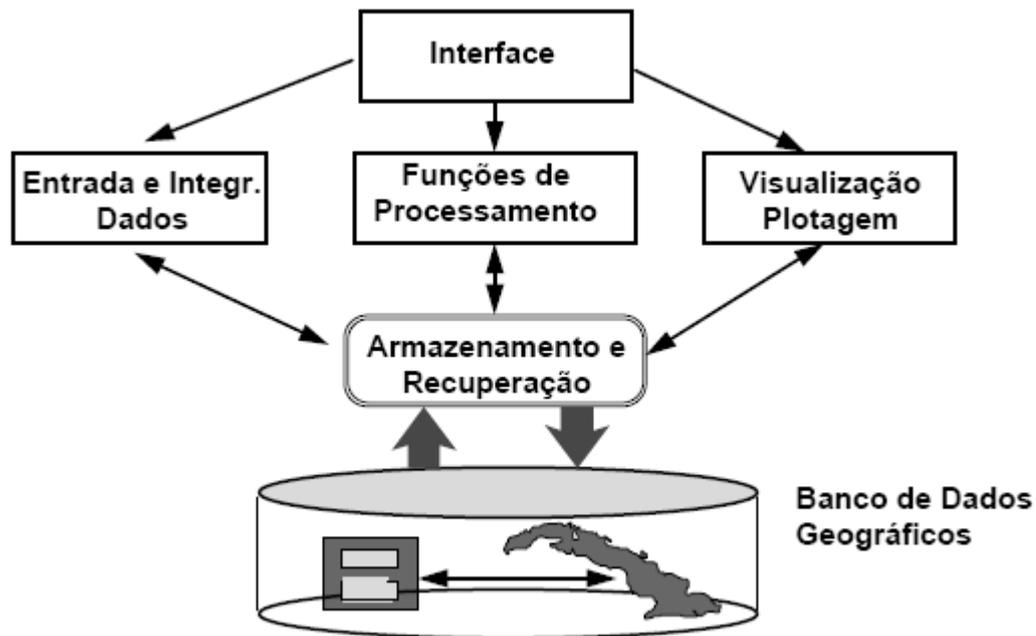


Figura 25 – Organização de Sistemas de Informações Geográficas (Fonte: Câmara et al, 1996)

A ferramenta de SIG utilizada na presente pesquisa é o software ArcGIS®, versão 9.3, disponível na FGEL, através de licença de uso múltiplo, em diversos computadores. O ArcGIS® tem dois componentes básicos, o de controle de banco de dados (ArcCatalog®, versão 9.3) e o de visualização e plotagem (ArcMap®, versão 9.3), e é fornecido pela empresa ESRI, dos EUA. Adicionalmente, o autor adquiriu uma licença de curto prazo para realizar as intervenções, análises e projeções de dados necessários para obter as áreas de exaustão para toda a área de calibração, para diversas classes de tamanho de campos e outras etapas intermediárias desse processo.

Dentre as diversas aplicações de macros, ferramentas internas, e arquivos padronizados utilizados, algumas foram importantes para fornecer uma perspectiva geral da pesquisa, como os mapas temáticos cadastrais da região, outros foram essenciais para gerar os resultados desejados (mapas de áreas de exclusão), como as ferramentas internas de *buffers*, e outras.

3.2. Ferramenta para Determinação da Área de Influência de um Poço

Uma mera representação espacial em duas dimensões, dos poços perfurados em uma bacia ou *play* exploratório, não é suficiente para se extrair informações muito úteis sobre a área exaurida. Como visto nas seções sobre a área de influência de um poço e a área exaurida em uma bacia ou *play* exploratório, esses conceitos são essenciais para gerar uma curva de exaustão, a qual permite calcular quanto falta para atingir o ponto de 100% de exaustão, e quanto esforço adicional será necessário para atingir esse ponto (quantos novos poços serão necessários). Dada a importância de poder determinar a evolução da área exaurida, Schuenemeyer e Drew (1977) desenvolveram um programa (na linguagem FORTRAN, amplamente utilizada à época), para calcular como as áreas de influência dos poços perfurados em uma determinada área se acumulam para gerar uma sequência de exaustão exploratória (Schuenemeyer e Drew, 1977).

O objetivo deles era permitir observar a evolução da área exaurida, e assim extrair informações úteis sobre as estratégias que deveriam ser implementadas na campanha exploratória dessa área. Sabendo que a geração dessa sequência corresponderia à curva de exaustão, e que com uma FSD em mãos os exploracionistas poderiam fazer estimativas das descobertas de reservas a descobrir (*yet-to-find-oil*), o objetivo passou a ser o mapeamento do total acumulado das áreas de influência dos poços, eliminando as sobreposições, e mostrando as regiões de diferentes probabilidades de exaustão. Nesse programa, isso é feito a cada instante, ou intervalo distinto de esforço exploratório despendido, medido em termos de percentual de área exaurida acumulada ou número de poços perfurados.

O programa desenvolvido por Schuenemeyer e Drew (1977) fornece uma melhor compreensão do conceito de área exaurida, de como ela é calculada, de como ela evolui com novos esforços exploratórios, e de como os resultados gerados permitem utilizar o conceito de área exaurida. O programa foi desenvolvido numa época em que o poder computacional dos computadores disponíveis ainda era modesto, e quando ainda não existiam as ferramentas de computação embutidas nos programas corriqueiramente disponíveis hoje em dia. Portanto, nesse exercício é

possível ver explicitamente os passos da lógica empregada, o que representa um grande auxílio à compreensão dos conceitos envolvidos, motivo pelo qual ele é apresentado detalhadamente.

Esse programa gera uma sequência de exaustão exploratória, calculando uma área de influência para cada poço perfurado, dada a área equivalente e o formato do campo padrão utilizado na análise. O tamanho e formato do campo típico são dados pelas dimensões do raio maior e menor da elipse usada para representar esses campos. A área de investigação é delimitada por um retângulo definido inicialmente num mapa. Nesse programa, a área de investigação é dividida em 10.000 células, dividindo suas duas dimensões, altura e largura, por cem, para criar um *grid* de células que serão investigadas. Essa decisão foi tomada para reduzir o esforço computacional exigido para realizar as análises, pois à época as máquinas não dispunham da capacidade disponível atualmente.

Como visto anteriormente, o cálculo da área de influência de cada poço é dado por um círculo com raio igual ao raio maior da elipse usada para representar esses campos. As probabilidades de exaustão em cada ponto dentro dessa área são calculadas através de uma amostragem da probabilidade de exaustão feita em cada uma das células do *grid* que ficam dentro dessa área. Daí resulta que são calculadas probabilidades para aproximadamente tantos pontos quantas células do *grid* cabem dentro de um círculo com raio A (raio maior da elipse). Na realidade o número de probabilidades calculadas dentro dessa área é dado pelo número de cálculos realizados para determinar a área de influência de um poço:

$$\text{Número de cálculos} = \pi(A/G_u)^2$$

onde A é o raio maior da elipse, e G_u é a maior dimensão da célula do *grid*, dada pela maior dimensão da área investigada, dividida por cem.

Então, na área de influência é plotada uma série de marcas, uma em cada célula do *grid* dentro dessa área, correspondentes a diferentes graus de probabilidade de exaustão. No interior serão plotados símbolos correspondentes a 100% de exaustão,

e nas células do *grid* mais distantes do poço serão plotados símbolos correspondentes a graus menores de exaustão. Devido às limitações de impressão das impressoras da época, a representação foi simplificada, gerando apenas símbolos para graus de exaustão de 10% em 10%, com zero aparecendo em branco; de 10% a 90% representados pelos números 1 a 9, respectivamente; e 100% representado por asteriscos. Dessa forma, na região mais próxima ao poço serão plotados asteriscos e números altos, e em regiões mais distantes, números menores.

Esses resultados gerados podem ser vistos na Figura 26 e Figura 27, que permitem entender como são gerados os mapas de exaustão do programa. Há de se lembrar que devido às limitações de representação impressa, as áreas de influência, que são circulares, aparecem distorcidas, por serem representadas por caracteres impressos nas impressoras da época. Os mapas mostram áreas de influência de aproximadamente 2,5 Km de diâmetro, em um bloco de uma bacia hipotética de aproximadamente 4.800 Km². O importante é que o programa gera novos mapas a cada intervalo, definido antecipadamente, de novos esforços exploratórios (poços ou percentual de área total exaurida).



Figura 26 – Exemplo de um dos mapas sequenciais gerados pelo programa de Schuenemeyer e Drew, para mapear seqüências de exaustão exploratória (Fonte: Schuenemeyer e Drew, 1977).

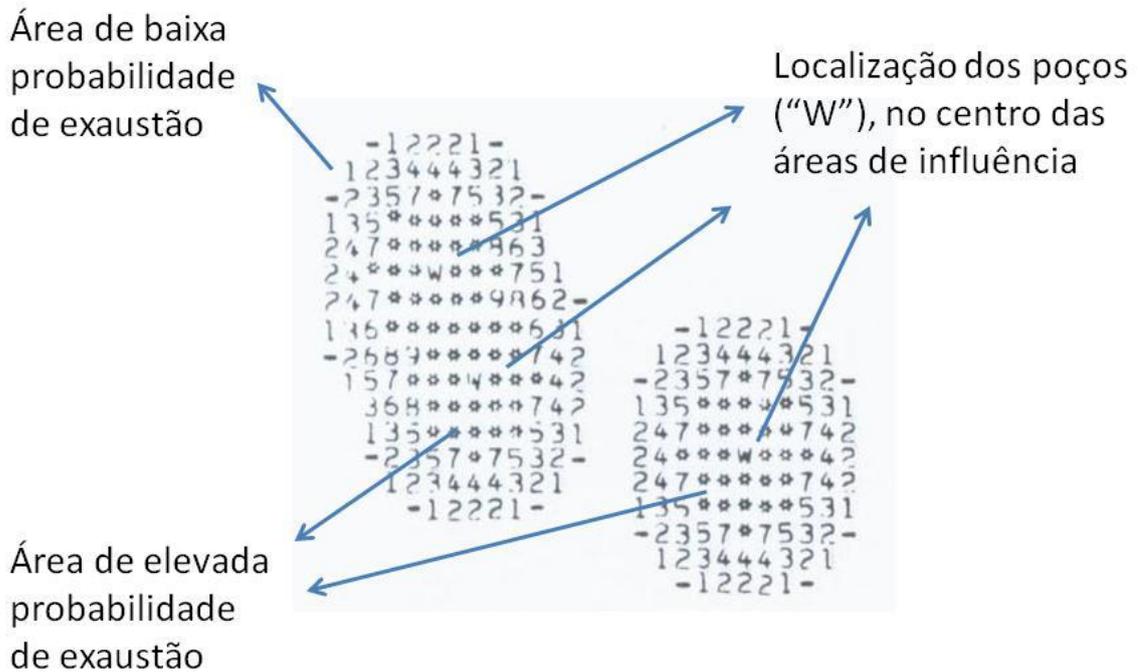


Figura 27 – Detalhe de um dos mapas sequenciais gerados pelo programa de Schuenemeyer e Drew, mostrando como são representadas as regiões de diferentes probabilidades de exaustão. Os "W" no centro das nuvens de símbolos representam a localização dos poços (Fonte: Schuenemeyer e Drew, 1977)

Quanto à área total exaurida, dentro da área de investigação, o programa calcula essa área através de uma ponderação dos resultados individuais da probabilidade de exaustão. Para cada um dos pontos (células do *grid*), é calculada a probabilidade de exaustão, esses valores são totalizados, e posteriormente divididos pelo número de amostragens (células do *grid*). Isso fornece um valor bastante exato para a área efetivamente exaurida, pois o número de amostragens resulta ser 10.000, ou seja, o número de células do *grid*.

É justamente o resultado dessa área efetivamente exaurida, que pode ser plotado contra o número de poços perfurados, ou contra o percentual da área total que foi exaurida, para revelar a curva de exaustão que servirá para fazer estimativas das descobertas de reservas a descobrir (*yet-to-find-oil*).

Uma transcrição do programa de Schuenemeyer e Drew (1977), em formato compilável por programas de FORTRAN, foi preparada para melhor compreensão do método seguido por esse programa (Anexo 1), mas os mesmos conceitos utilizados

também são utilizados pelas modernas ferramentas de SIG, empregadas nesta pesquisa, para gerar os mapas de áreas exauridas para cada classe de tamanho de campo. Com as ferramentas de SIG, esses mapas são gerados através do uso das ferramentas *buffer* e *buffers* múltiplos, que representam as regiões de diferentes probabilidades de exaustão, dentro da área exaurida total, calculada para a área de investigação. Claro que com essas novas ferramentas os resultados apresentam uma aparência muito mais elaborada, com diferenciação possível em muitos mais graus de exaustão, mais detalhamento (mais pontos de *grid*), e inúmeros outros recursos que facilitam a visualização e permitem mais modelagens, praticamente instantaneamente.

3.3. Ferramentas de Modelagem do Processo Exploratório de Ciclo Completo

O objetivo de qualquer investigação em uma província geológica que possa conter acumulações econômicas de hidrocarbonetos é poder determinar com maior precisão onde explorar (perfurar poços exploratórios) e qual o potencial de descobertas de valor comercial que poderão ser encontradas no futuro (volume de novas descobertas).

Os programas de exploração geológica tendem a depender da organização do conhecimento como forma de priorizar as áreas com melhor potencial de descobertas. Como as informações concretas e indícios diretos, observados em campo, geralmente são escassas, as análises exploratórias então devem ser baseadas na análise e quantificação de variáveis indiretas e de suas respectivas incertezas.

Como o sucesso exploratório depende da fidelidade do modelo utilizado para o sistema em questão, assim como da qualidade das informações, uma análise exploratória deve ponderar estes fatores e agregar os termos resultantes, para cada parâmetro com poder de predição (Rostirolla, 1997)

Na prospecção petrolífera, este raciocínio probabilístico hoje tende a ser mais comum, assumindo um lugar complementar, junto à tradicional análise baseada no

estudo empírico, realizada por geólogos e demais especialistas. É uma forma de considerar uma grande quantidade de informações, como características geológicas, probabilidades e dados históricos, de forma a minimizar a influência que os elementos pessoais possam ter nos resultados, transformando a análise num processo de avaliação numérica mais técnico, isento e replicável em diferentes regiões, situações e sistemas. Justamente esse método probabilístico foi aplicado na Bacia de Santos, estabelecendo critérios e parâmetros para a reavaliação de conceitos geológicos através da atribuição de valores de probabilidades, inclusive levando em conta questões de escala regional e de bacia, e dessa forma apontando para a possibilidade de novas perspectivas exploratórias (Chispim, 2005).

As ferramentas de modelagem do processo exploratório buscam fornecer uma indicação das probabilidades de novas descobertas, com base na consideração de diversos parâmetros, incluindo características físicas (dimensões, permeabilidade, parâmetros químicos, etc.) e geológicas (presença de estruturas, tipo de rochas, etc.) que possam sugerir acumulações de recursos de interesse. Mas é a dimensão econômica e financeira que confere a essas informações a possibilidade de se extrair resultados referentes à probabilidade de acumulações economicamente viáveis (reservas).

Para considerar essa dimensão, as ferramentas de modelagem do processo exploratório utilizam um módulo de avaliação de resultados envolvendo condicionantes e parâmetros macro-econômicos, micro-econômicos, e financeiros, que imprimem valores aos resultados sobre possíveis acumulações de recursos. Para fazer essa avaliação, são considerados os aspectos de engenharia disponível para efetivar a exploração de recursos descobertos, os custos desses investimentos, e as formas de financiar esses projetos. As ferramentas do processo exploratório que incluem esse módulo são conhecidas como ferramentas do processo exploratório de ciclo completo.

Em relação aos objetivos de empresas petrolíferas e outros interessados na quantificação das probabilidades e das quantidades de reservas a descobrir, somente uma análise que leve em conta a dimensão econômico-financeira é interessante, pois é o conceito de reservas que interessa a estes *players*.

Diversas ferramentas de modelagem do processo exploratório de ciclo completo estão disponíveis comercialmente, e são oferecidas por empresas que se dedicam a desenvolver e comercializar este tipo de softwares. Algumas destas foram identificadas e foi feito um levantamento de suas características principais.

Apenas para exemplificar o tipo de ferramenta de modelagem do processo exploratório de ciclo completo que foi identificado como existente no mercado, no Primeiro Seminário de Mestrado foi apresentada uma breve descrição de uma dessas ferramentas, concorrente do GeoX, a PetroVR®, fornecida pela empresa Caesar Petroleum Systems LLC, dos EUA.

Como a ferramenta de modelagem do processo exploratório que foi usada nesta pesquisa foi o GeoX, apenas essa ferramenta será descrita a seguir.

3.4. A ferramenta GeoX

O GeoX, desenvolvido pela empresa norueguesa GeoKnowledge, é outra ferramenta comercialmente disponível, que emprega uma abordagem probabilística para a quantificação de características geológicas. Os diversos módulos se integram através de um banco de dados comum, que armazena os dados de entrada e os resultados obtidos, que assim servem para subsidiar outras etapas de análise de outros módulos. O sistema indica que é possível importar as informações de entrada diretamente de outros programas, como Microsoft Excel®, etc., mas essa possibilidade ainda não foi testada nesta pesquisa. Os principais módulos são os de *gProspectR* e *gPlayR*; o módulo *gPortfolio* permite administrar um conjunto de *plays* (Figura 28).

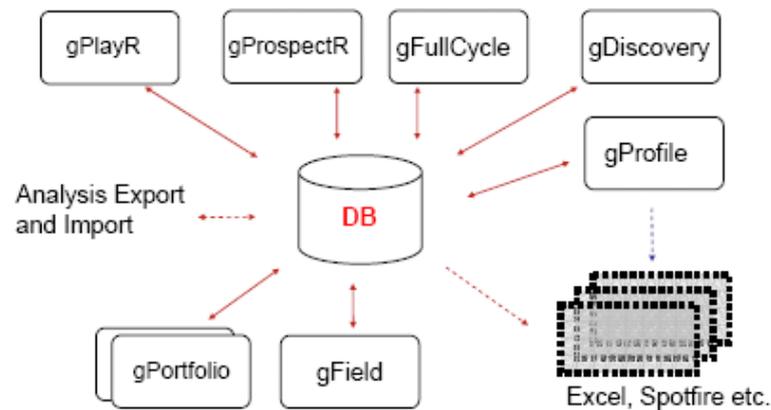


Figura 28 – Módulos do GeoX (Fonte: Caluyong, 2006)

O GeoX utiliza dados volumétricos e outras informações sobre as descobertas e os prospectos a serem analisados, para fornecer resultados probabilísticos sobre possíveis acumulações e sua distribuição. O efeito das avaliações subjetivas é minimizado, fazendo uso de parâmetros cujos valores de entrada são fornecidos junto com as funções apropriadas para descrever as distribuições de sua probabilidade, refletindo mais fielmente as respectivas incertezas.

O GeoX modela o processo exploratório utilizando o conceito de *play* e *partplay*, e dentro destas, segmentos, sobre os quais são fornecidas as informações de entrada, conforme definidos pelo programa. Nesta pesquisa o conceito de *play*, utilizado pelo GeoX, é equiparado à área de águas rasas da Bacia de Campos, e o de segmentos é equiparado aos campos petrolíferos com acumulações de petróleo e gás, descobertos nessa área.

Escolhido o modelo, as informações sobre os poços perfurados são utilizadas para obter as informações de entrada para a ferramenta. Essas informações estão disponíveis nos bancos de dados do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), da ANP, por exemplo, e em outros bancos de dados privados.

O módulo *Full Cycle* realiza mais uma simulação, envolvendo os riscos fiscais, políticos, econômicos e financeiros, para gerar funções probabilísticas de parâmetros como valor presente líquido, taxa de retorno, valor monetário esperado, etc. Desta forma os tomadores de decisão poderão embasar suas decisões considerando todas as incertezas pertinentes a um determinado empreendimento,

assim como levar em conta parâmetros que poderão afetar essa decisão, como valor absoluto e prazo dos investimentos necessários, e outras informações financeiras.

Nesta pesquisa este módulo não foi utilizado, mas se reconhece o valor de uma ferramenta que permita a tomada de decisões com base no ciclo completo do investimento, e das incertezas envolvidas. Cabe lembrar que a presente pesquisa tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma metodologia que permita o aproveitamento de informações disponíveis sobre bacias com longo histórico exploratório, na avaliação de *yet-to-find-oil*, e utilizar informações sobre a área exaurida, através dos esforços exploratórios passados, para refinar essa mesma avaliação. A verdadeira viabilidade econômica e financeira de tornar essas possíveis descobertas futuras em projetos reais de produção dessas acumulações não faz parte do atual propósito desta pesquisa. Ainda assim, como parte do objetivo de tornar a UERJ e a Faculdade de Geologia num centro de conhecimento sobre as ferramentas de modelagem do processo exploratório de ciclo completo, esse passo adicional deverá fazer parte de próximos trabalhos de outros pesquisadores.

O GeoX parte do pressuposto que há de se determinar os fatores de risco inerentes aos diversos elementos do TPS. Em relação ao *play*, há os fatores de risco relativos à distribuição das fácies dos reservatórios; relativos à maturação suficiente para geração de óleo; e relativos ao sincronismo dos processos de geração/migração/acumulação. Em relação ao *Prospect*, há os fatores de risco relativos aos valores para as variáveis: porosidade, existência de estrutura adequada, existência de selo adequado; migração, e retenção de fluidos após a acumulação. Desta forma, os dados de entrada devem seguir os requisitos mostrados a seguir (Figura 29):

Data requirements in GeoX

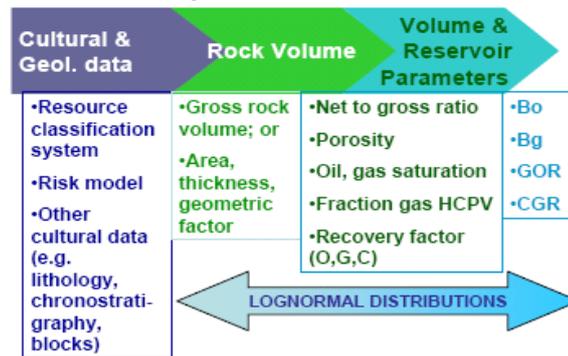


Figura 29 – Requisitos para dados de entrada do GeoX (Fonte: Caluyong, 2006)

Faz-se então a entrada dos parâmetros na tela de entrada de dados, com as informações obtidas conforme a tabela a seguir (Tabela 2):

Tabela 2 – A entrada de dados nas ferramentas de modelagem do processo exploratório, e as possíveis fontes de informações (Fonte: Caluyong, 2006)

Parâmetros de volume	Tipo de distribuição	Fonte de informações
Volume de rocha	Log, LoHi, outras	Mapas digitais da área
Área	Log, LoHi, outras	Mapas digitais da área
Espessura do reservatório	Log, outras	Relatórios, logs
Fator geométrico	Log, outras	Geometria da área, mapas, relatórios
Razão volume efetivo/total	Log, outras	Relatórios, logs, seções sísmicas
Porosidade	Log, outras	Relatórios, logs
Saturação de óleo	Log, outras	Relatórios, logs
Preenchimento da trapa	Constante	Relatórios, logs
Fração de gás	Log, outras	Relatórios, logs
Fator de recuperação	Log, outras	Relatórios
Parâmetros de reservatório		
B_o	Log, outras	Equações, relatórios, logs
B_g	Log, outras	Relatórios, logs, equações
Razão gás/óleo	Log, outras	Relatórios, logs, equações
Razão de condensado	Log, outras	Relatórios, logs

Para cada item, as informações pertinentes podem ser obtidas de uma ou mais das fontes indicadas. Por exemplo, para o volume de rocha é possível:

- Obter mapas e relatórios;
- Verificar a área do prospecto e filtrar valores abaixo do volume mínimo estabelecido;
- Decidir os valores mínimos e máximos de fechamento da área;
- Digitar um mapa de contorno;

- Converter valores para profundidades, se necessário;
- Calcular volume total (ou área total, usando ferramenta como GeoCad);
- Imprimir um mapa estrutural para referência;

Para a espessura, é possível:

- Obter espessura de um mapa de seção sísmica;
- Fazer estimativa de distribuição de probabilidade;

Para parâmetros de reservatório, é possível:

- Utilizar relatórios de campo, testes, análises, etc.;

Para os demais parâmetros, é possível:

- Utilizar estimativas da equipe de geologia e engenharia;

No GeoX, a concepção de uma avaliação do ciclo completo de um empreendimento exploratório segue a linha de raciocínio de elementos maiores para menores (Figura 30), e de estabelecimento prévio das condições estruturantes que controlarão a simulação, chamadas de *framework conditions*. Entre estas, estão: a estratégia exploratória a ser seguida; o preparo da área para estudos; a implementação das estratégias escolhidas; a implementação dos procedimentos de licenciamento e sistemas iniciais; o estabelecimento das rotinas de supervisão e controle; a implementação das atividades de licenciamento (geralmente há atividades de licenciamento prévio que são exigidas); o estabelecimento dos regimes fiscais que incidirão sobre o empreendimento; os procedimentos para campos marginais; os regulamentos que deverão ser seguidos; e a realização das atividades de desenvolvimento e produção.



Figura 30 – Concepção do ciclo completo de avaliação de um empreendimento exploratório – Notar a redução da escala, à medida que o foco é deslocado para os elementos à direita (Fonte: Caluyong, 2006)

As informações volumétricas são inseridas na tela de entrada de valores de volume, onde há espaço (em um menu próprio) para colocar informações a respeito das justificativas para os valores utilizados, o que é útil no caso de futuras revisões de estimativas ou alterações (Figura 31). Da mesma forma, as informações sobre os parâmetros do reservatório são inseridos na tela de entrada de valores de reservatório, onde também há menu próprio para justificativas sobre os valores utilizados (Figura 32).

Prospect analysis 2 [TestSulu.Sulu_FB.FB_Testprospect]

All pages

Input

- Description
- Setup
- Volume**
- Reservoir
- Risk
- Correlation

Results

- Risk Summary
- Inplace resource
- Recoverable res
- Rock Volume an
- Resources diag
- Variance diagram

Contents of Volume

Setup Volume Parameters

Parameter [units]	Type	Mean	Std dev	F90	F50	F10
Gross Rock Volume [1e6 m3]	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Net/Gross Ratio [decimal]	Unif	0.375	0.072	0.275	0.375	0.475
Porosity [decimal]	Unif	0.400	0.058	0.320	0.400	0.480
Trap Fill [decimal]	Unif	0.550	0.144	0.350	0.550	0.750
Fraction Gas of HCPV [decimal]	Unif	0.400	0.058	0.320	0.400	0.480
Oil Saturation [decimal]	Unif	0.650	0.087	0.530	0.650	0.770
Gas Saturation [decimal]	Unif	0.500	0.058	0.420	0.500	0.580
Recovery Factor Oil [decimal]	Unif	0.650	0.087	0.530	0.650	0.770
Recovery Factor Assoc. Gas [decimal]	Unif	0.550	0.087	0.430	0.550	0.670
Recovery Factor Gas [decimal]	Unif	0.650	0.087	0.530	0.650	0.770
Recovery Factor Condensate [decimal]	Unif	0.550	0.087	0.430	0.550	0.670

REF MC SI STR 0.0 N/A 1.00 N/A

Figura 31 – Tela de entrada de valores volumétricos (Fonte: GeoX)

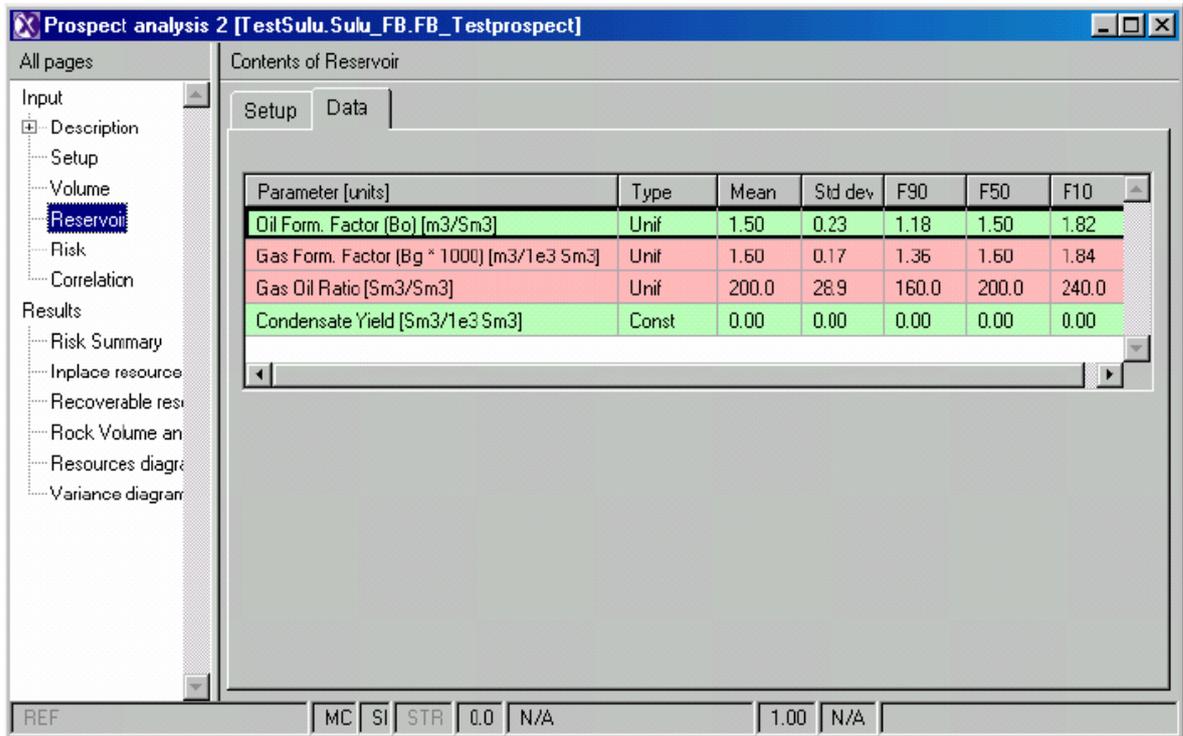


Figura 32 – Tela de entrada de valores de reservatório (Fonte: GeoX)

Na presente pesquisa foram inseridas informações sobre os segmentos, correspondentes aos campos descobertos na área de águas rasas da Bacia de Campos, portanto foram buscadas as informações sobre esses campos descobertos, que estavam disponíveis publicamente. Como somente essas informações foram utilizadas para rodar as simulações no GeoX, para os dados de entrada foi possível inserir diretamente informações sobre volumes, sem ter que realizar cálculos ou fazer outras simulações.

Entre as informações sobre os parâmetros de volume a serem inseridos, estão os valores (função probabilística) para o fator de recuperação (FR) que se será possível atingir nas operações de produção, durante a vida útil dos possíveis campos produtores identificados. O fator de recuperação é um valor entre zero e um, aplicado ao volume de fluidos existentes, como forma de levar em conta que os processos produtivos não conseguem retirar todo o óleo de um reservatório. Comumente a indústria petrolífera trabalha com valores médios de 30-40%, mas dependendo das condições locais, este valor pode variar muito, desde valores muito baixos, como em algumas bacias brasileiras (abaixo de 10%), a mais de 50% em alguns campos da Bacia de Campos. Desta forma, é essencial saber o quanto este

fator poderá influir no resultado final da simulação, e buscar utilizar estimativas realistas, mesmo reconhecendo que novas tecnologias estão possibilitando significativos aumentos no FR de muitos campos, bem como viabilizando a exploração de alguns recursos não convencionais.

A estimativa usada para este parâmetro é um item que merece muita atenção, pois além de influenciar diretamente sobre os resultados (volume recuperável esperado), é um fator que depende de condições tecnológicas atuais e do desenvolvimento futuro das tecnologias que estarão disponíveis para produzir na área em questão. É necessária, portanto, uma visão sobre desenvolvimentos tecnológicos futuros, pois as estimativas sobre o FR a ser obtido refletem uma expectativa sobre o progresso tecnológico futuro. Essas estimativas exigem um conhecimento que vai além das condições operacionais locais, e inclui a necessidade de acompanhar as tendências modernas nas tecnologias de produção. As modificações esperadas no FR, através do tempo, devem ser inseridas como valores diferentes para anos futuros, ou uma ponderação das melhores estimativas disponíveis atualmente.

A seguir são inseridos os parâmetros sobre as funções que descrevem o comportamento das probabilidades que controlam as ocorrências indicadas, numa tela onde é possível escolher entre inúmeros tipos de funções probabilísticas (Figura 33). Estes parâmetros descrevem a favorabilidade geológica que se aplica à área estudada.

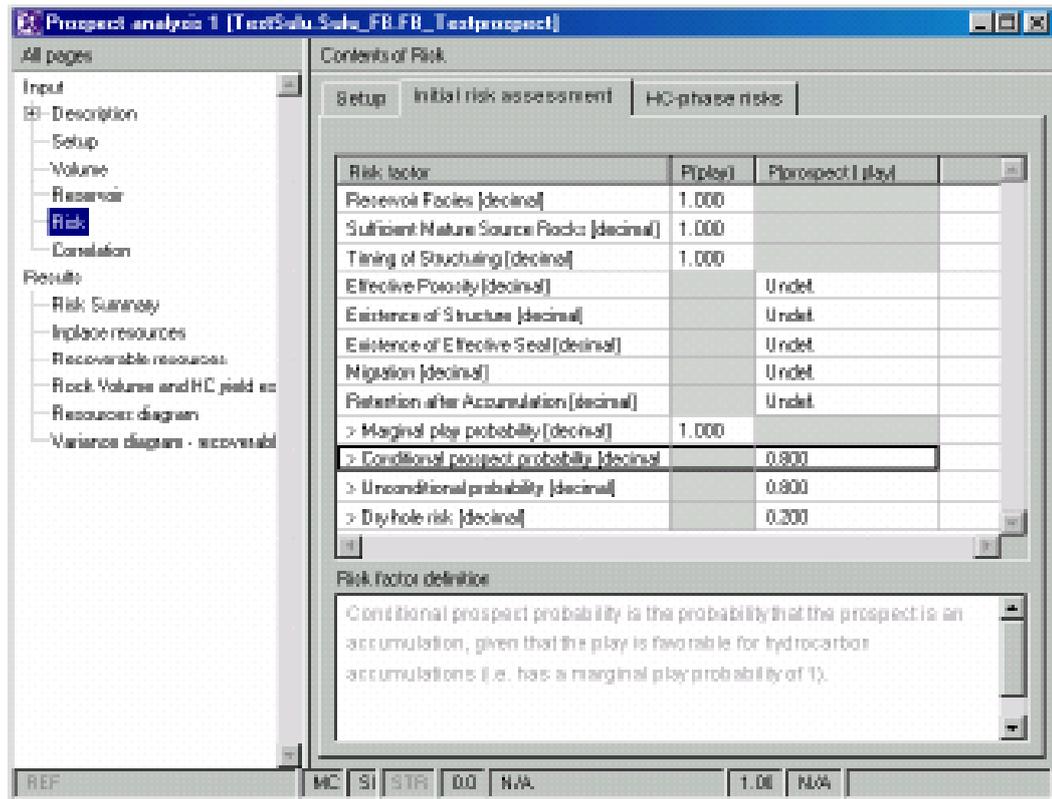


Figura 33 – Tela de entrada de funções probabilísticas (Fonte: GeoX)

Também são estabelecidas classes de tamanho de campos, para a extensão das descobertas passadas e futuras. O estabelecimento dos tamanhos absolutos, em milhões de metros cúbicos, que formam as categorias de descobertas, depende da distribuição estatística das descobertas até a data mais recente das informações utilizadas. Essa categorização aponta valores convenientes a serem utilizados para analisar os resultados com as respectivas probabilidades associadas de ocorrência de campos dentro de cada classe de tamanho. Geralmente a classificação de tamanho de campos (Classe 1, Classe 2, etc.) é feita em categorias geometricamente progressivas, por exemplo, com valores dobrados para cada categoria maior seguinte, partindo de um tamanho mínimo econômico (Classe 1), até o maior tamanho esperado para a área em questão.

Um dos módulos do GeoX, o FSD (*Field Size Distribution*) realiza cálculos sobre os dados históricos inseridos, sobre as descobertas realizadas, para fornecer um resultado que apresenta uma curva definindo a distribuição esperada do tamanho de campos na área estudada. Comparando-se esta distribuição com as descobertas

realizadas, é possível deduzir quantos e de que tamanho são os campos que ainda serão descobertos através de esforços exploratórios futuros.

Após realizar a simulação desejada, o GeoX retorna uma tela com os resultados (Figura 34), mostrados na forma de funções probabilísticas, para cada um dos parâmetros de recursos possíveis (óleo, gás não-associado, gás associado).

Resource type	Dist type	Mean	Std dev	P90	P50	P10
Oil [1e6 Sm3]						
Inplace acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Prim. recoverable acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Secnd. recoverable acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Historical	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NaGas [1e9 Sm3]						
Inplace acc. size	Ln2MnSd	119.7	33.6	80.2	115.2	165.7
Prim. recoverable acc. size	Ln2MnSd	94.6	26.5	63.3	91.0	130.9
Secnd. recoverable acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Historical	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AsGas [1e9 Sm3]						
Inplace acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Prim. recoverable acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Secnd. recoverable acc. size	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Historical	Const	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 34 – Tela de resultados (Fonte: GeoX)

Os resultados também podem ser mostrados em forma gráfica, como funções probabilísticas, como mostrado nas telas de resultados, na seção sobre a aplicação dessa ferramenta na área de estudo (Capítulo 5).

3.5. Parâmetros de Entrada do GeoX

A ferramenta de modelagem GeoX considera parâmetros de entrada relacionados a volume, parâmetros técnicos do reservatório, e parâmetros relacionados às incertezas para os diversos fatores de ocorrência independente ou comum entre prospectos da área analisada.

A definição dos parâmetros relativos a volumes visa estabelecer um volume dentro do reservatório, onde recursos poderão se localizar. A definição dos parâmetros técnicos relativos ao reservatório visa fornecer informações que permitam estabelecer o volume de recursos recuperáveis de petróleo e gás existentes dentro do volume computado acima, mas em condições de superfície. Os parâmetros relativos às incertezas dos fatores aplicáveis a prospectos e entre prospectos de um *play* visa estabelecer as incertezas independentes e condicionais que operam no *play*.

Os primeiros parâmetros fornecidos para serem inseridos na ferramenta GeoX são os relativos a volume. É necessário fornecer informações sobre os seguintes parâmetros e suas respectivas distribuições probabilísticas:

- O volume da rocha reservatório, dado por cálculos da área e espessura, ou outro cálculo equivalente;
- A razão entre o volume efetivo de rocha reservatório e o volume total, calculado acima (*net/gross ratio*), onde é excluída, por exemplo, a parcela de rochas intercaladas na rocha reservatório, que não comportam a acumulação de óleo;
- A porosidade média da rocha reservatório;
- A proporção de enchimento do reservatório, tendo um valor máximo de 100% no caso de estar totalmente preenchida com óleo;
- A saturação de hidrocarbonetos nos poros do reservatório (equivalente a um menos a saturação de água nos poros), também limitada a 100%, mas tipicamente bem abaixo deste valor, pois a água pode representar uma parcela substancial dos fluidos presentes;
- A fração de gás no reservatório, para permitir o cálculo do volume efetivamente preenchido com óleo;
- O fator de recuperação (FR) do óleo contido no reservatório.

Os parâmetros técnicos relativos ao reservatório envolvem estimativas sobre o fator volume de formação do óleo (B_o , também conhecido como fator de encolhimento³) e a razão gás-óleo (RGO⁴), que permitem estimar o volume de óleo na superfície, devido ao encolhimento e à liberação de gás do óleo transferido do reservatório para

³ B_o , o fator volume de formação do óleo, é definido como a razão entre o volume que o óleo ocupa nas condições de pressão e temperatura do reservatório, e o volume que ele ocupa em condições padrão (pressão de 1 atmosfera e temperatura de 20°C), ou seja, geralmente equivalentes às condições na superfície.

⁴ RGO, a razão gás-óleo, é definida como a razão entre o volume do gás e o volume do óleo, ambos em condições padrão.

a superfície. No caso de avaliação de acumulações de gás, é informado o valor do fator volume de formação do gás (B_g^5), que permite estimar o volume de gás na superfície, após sua expansão ao ser transferido do reservatório para a superfície. Estes parâmetros também têm distribuições probabilísticas associadas aos seus valores.

Os parâmetros relacionados às incertezas dos fatores aplicáveis a prospectos e entre prospectos de um *play* são de dois tipos: os de incertezas independentes para cada prospecto analisado dentro de um *play*, e os de incertezas compartilhadas entre os prospectos analisados dentro de um *play*. As incertezas geralmente consideradas como sendo comuns a todos os prospectos de um *play* são a probabilidade de que:

- Existe uma rocha geradora;
- Existe uma rocha reservatório;
- Houve migração do óleo da rocha geradora para a rocha reservatório;
- Houve sincronismo adequado para permitir a acumulação de óleo no reservatório.

No caso de já haver uma ou mais acumulações no *play*, todos estes parâmetros têm valores de 1, pois suas incertezas associadas são convertidas em certeza, devido à existência de pelo menos uma acumulação.

Há, ainda, mais três parâmetros de incerteza aplicáveis ao *play*, conjugados às probabilidades estimadas para os parâmetros acima:

- Probabilidade de que existe um sistema de trapa adequado;
- Probabilidade de que existe uma porosidade efetiva adequada;
- Probabilidade de que óleo (ou gás) efetivamente se acumulou no reservatório.

Com estes parâmetros devidamente inseridos nas telas de entrada da ferramenta GeoX, simulações foram realizadas, gerando resultados através de seus algoritmos internos.

⁵ B_g , o fator volume de formação de gás, é definido como a razão entre o volume que o gás ocupa nas condições de pressão e temperatura do reservatório, e o volume que ele ocupa em condições padrão.

Nesta pesquisa as informações sobre volumes dos segmentos, correspondentes aos campos descobertos na área de águas rasas da Bacia de Campos, foram inseridos diretamente, sem ter que realizar cálculos ou fazer outras simulações, pois essas informações já estavam disponíveis nas fontes de informações utilizadas.

3.6. Fator de Recuperação

Entre os parâmetros de entrada do GeoX está o valor para o fator de recuperação que se espera atingir no *play* sendo analisado.

Qualquer empreendimento exploratório que prevê a produção de petróleo, sabidamente uma atividade que sempre sofre de sérias restrições quanto ao FR possível, deve usar estimativas sobre o FR que reflitam uma expectativa do ritmo do progresso tecnológico futuro. Não basta ter ampla experiência e conhecimento sobre os procedimentos empregados na produção de petróleo do campo em questão, ou mesmo de outros campos atualmente em produção. O ritmo do desenvolvimento tecnológico em relação a técnicas para melhorar o FR em certas condições é rápido e envolve questões que variam muito de campo para campo, dependendo das condições e da aplicabilidade das novas tecnologias que estão surgindo. Será necessário acompanhar as tendências modernas das tecnologias de produção, especialmente das tecnologias de recuperação avançada do petróleo (EOR – *Enhanced Oil Recovery*), onde os avanços tecnológicos podem fazer maior diferença no FR. A utilização das melhores estimativas futuras possíveis busca levar em conta os efeitos da evolução tecnológica, cujos reflexos se fazem sentir diretamente nos volumes produzidos.

O FR é um valor entre zero e um, aplicado ao volume de fluidos existentes, como forma de levar em conta que os processos produtivos não conseguem retirar todo o óleo de um reservatório. Comumente a indústria petrolífera trabalha com valores médios de 30-40%, mas dependendo das condições locais, este valor pode variar muito, desde valores muito baixos, como em algumas bacias brasileiras (abaixo de 10%), a mais de 50% em alguns campos da Bacia de Campos. O verdadeiro valor do FR somente será conhecido ao fim da vida produtiva de um campo, pois até lá

poderá sofrer modificações devido a avanços tecnológicos, ou retrocessos devido a problemas operacionais.

O FR tem sido reconhecido como sendo um fator essencial para melhorar o desempenho operacional de diversos tipos de campos em produção, em diversos estágios da vida produtiva, e para mitigar diversos tipos de problemas. A Petrobras investe significativos esforços e esperança no seu Programa de Recuperação Avançada do Petróleo – PRAVAP, que desenvolve técnicas convencionais e inovadoras para melhorar o FR de campos em terra e *offshore*. Projetos foram desenvolvidos para ampliar a produção, tornar determinados campos economicamente viáveis, e solucionar complexos problemas de escoamento. O êxito alcançado com muitos dos projetos de aplicação de técnicas de EOR sugere que medidas para aumentar o FR dos ativos da empresa possam representar, conservadoramente, um potencial de adição de mais de 150 milhões de barris às reservas de apenas algumas áreas da empresa (Petro & Química, 2006).

Diversas abordagens são utilizadas atualmente para obter um aumento compensador do FR do petróleo. Dourado (2007) lembra que “o fato incontestável da finitude das reservas de hidrocarbonetos, e a fronteira de exploração envolvendo significativa elevação dos custos de descoberta, valoriza sobremaneira os recursos já encontrados e não produzidos em todas as acumulações comerciais. Há, portanto, um forte incentivo à busca e aplicação de novas tecnologias para ampliar ou estender a produção de petróleo, através do incremento do fator de recuperação do petróleo.” A utilização de métodos de EOR assume crescente importância, à medida que aumenta a produção de petróleo pesado e de campos mais maduros, e dada a dificuldade e custo de manter o ritmo de novas descobertas de grande porte, assim como o nível da produção de campos produtores em declínio.

Dourado (2007) também observou que as aplicações de EOR têm sido conseqüência de fatores técnicos fundamentais, que facilitaram a adoção dessas técnicas de acordo com as condições locais. Dessa forma, excelentes resultados com a injeção de vapor resultaram numa ampla disseminação destas técnicas nos campos de petróleo de Kern County (Califórnia); No Canadá, resultados bons e consistentes com métodos térmicos em reservatórios de carbonatos fizeram com

que esses métodos se disseminassem; também no Canadá, técnicas de combustão *in situ* se prestam às areias betuminosas, e agora são comuns; a ampla disponibilidade de gás carbônico no Texas e de gás natural em Alberta, Canadá, também foram fatores preponderantes no surgimento e na disseminação original desses métodos nessas regiões.

As técnicas de recuperação avançada do petróleo se dividem em técnicas de efeito mecânico (por exemplo, pressão adicional ou fraturamento), de efeito físico (por exemplo, aquecimento ou vibração) e de efeito químico (por exemplo, injeção de CO₂, CH₄ ou outros solubilizantes). Uma abordagem alternativa para aumentar o FR é a crescente utilização de métodos biológicos (Jones, 2006, e Jones, Dourado e Chaves, 2006).

3.7. MEOR – *Microbial Enhanced Oil Recovery*

Dado que as técnicas de recuperação do petróleo utilizadas na produção de um determinado *play* têm impacto direto na quantidade do petróleo encontrado ali, que poderá ser produzido, vale mencionar a influência que as técnicas de MEOR podem ter no FR.

As tecnologias de MEOR estão amplamente fundamentadas e respaldadas por conceitos análogos aos operantes em processos precursores e paralelos, assim como em inúmeros exemplos de aplicações práticas bem sucedidas. Dados os ganhos potenciais advindos das tecnologias envolvendo MEOR, elas não podem mais ser relegadas a um segundo plano, nos planos de pesquisa e desenvolvimento dos *players* da indústria do petróleo, nem apenas levadas a cabo por estudos não publicados ou confidenciais. Um aumento do FR do óleo de apenas 1% a 10% pode representar um ganho equivalente à descoberta de novas jazidas importantes, sem os riscos inerentes às áreas de fronteira. Neste contexto, as tecnologias de MEOR são um fator estratégico, com potencial semelhante ao que envolveu o domínio de novas tecnologias de exploração e produção de petróleo em águas profundas, por exemplo (Jones, 2007).

Esta situação dita uma nova visão em relação às tecnologias de MEOR, orientada para sua maior aplicação prática. Há bacias sedimentares no Brasil, como a de Sergipe-Alagoas (SEAL), onde campos maduros produzem há décadas. Seus poços apresentam características de difícil escoamento, sendo candidatos ideais para a aplicação de MEOR, visando ampliar a produção, estender sua vida útil e melhorar o fator de recuperação do petróleo. Testes em campo para avaliar o potencial de MEOR no Brasil devem, portanto, ser uma prioridade dos planos de pesquisa e desenvolvimento das empresas com atividades petrolíferas na região. Da mesma forma, problemas de corrosão e dificuldade de escoamento de óleos pesados, típicos de muitos campos da Bacia de Campos, também poderiam ser resolvidos ou mitigados com técnicas de MEOR, alterando significativamente as estimativas do óleo que poderá ser produzido dessas jazidas.

A utilização de determinadas técnicas específicas de EOR, e especialmente de MEOR, afeta diretamente a recuperação do petróleo e, conseqüentemente, o valor econômico das reservas existentes. Os avanços tecnológicos nessas técnicas implicam que as estimativas que estão sendo atualmente utilizadas para o FR podem ser conservadoras, e os respectivos empreendimentos poderiam representar maior atratividade. Essa é justamente uma das razões pelo interesse em realizar avaliações com GeoX na atual pesquisa, pois elas poderiam sugerir atratividade onde convencionalmente não era esperada, por conta de avanços tecnológicos como os de MEOR. Isto implica que há oportunidade de grandes ganhos econômicos. Neste contexto, as tecnologias de MEOR são um fator estratégico, que justificam a necessidade de uma política orientada para a aquisição de mais conhecimento e mais aplicações em campo, como forma de aumentar a competitividade e gerar valor para os detentores desta tecnologia (Jones, Dourado e Chaves, 2008).

4. A Bacia de Campos

4.1. Arcabouço Geológico

A atual Bacia de Campos faz parte da margem continental brasileira, cujas origens devem ser consideradas, numa avaliação geológica da Bacia de Campos. A sedimentação mesozóica da margem continental brasileira se iniciou com a abertura e separação do supercontinente Gondwana (Figura 35), no Jurássico Superior/Cretáceo Inferior (Fainstein, 2002).

As fases subseqüentes de subsidência e sedimentação da região ocidental do Gondwana (placa sul-americana) correspondem às megassequências continental ou sinrifte, transicional, e marinha ou pós-rifte (Cainelli & Mohriak, 1999).

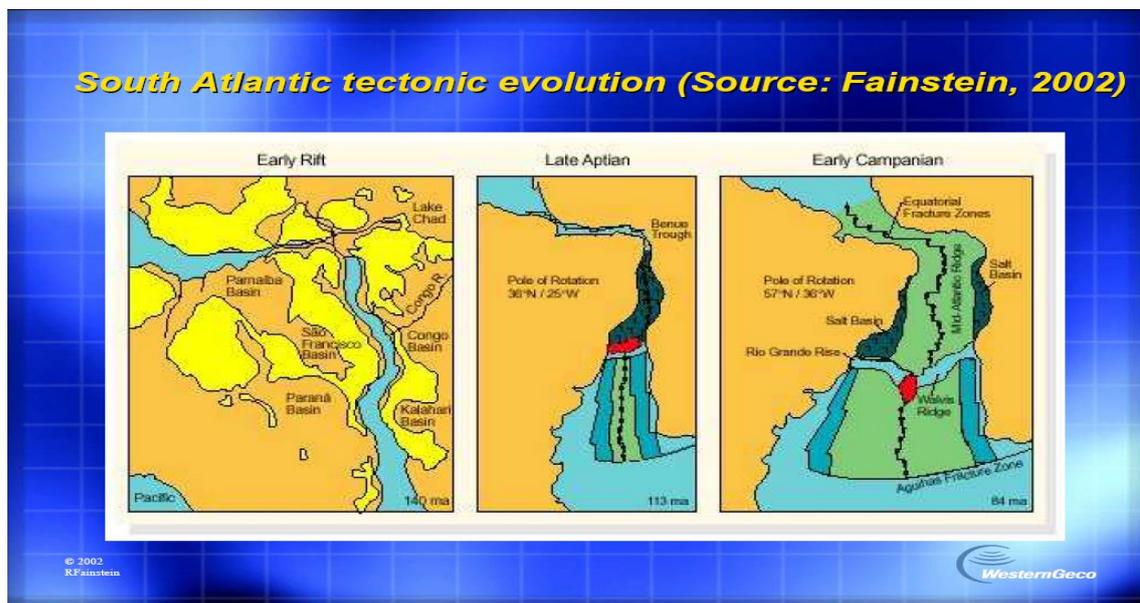


Figura 35 – Fases do rifteamento do supercontinente Gondwana: Início do rifte, no Aptiano Superior e no Campaniano Superior (Fonte: Fainstein, 2002)

Sobre o embasamento da megassequência continental foram depositados os clásticos neocomianos (130-140 Ma) oriundos dos processos de subsidência controlada por falhas, associadas ao processo de estiramento da crosta (Figura 36). Os calcilutitos da Formação Lagoa feia são a principal rocha geradora da bacia de Campos.

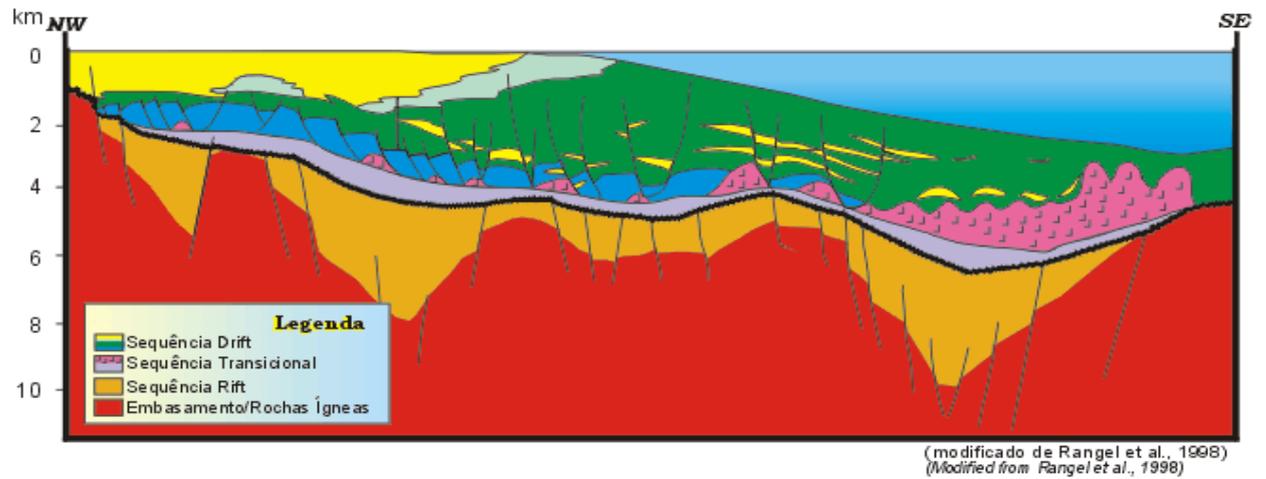


Figura 36 - Seção geológica da Bacia de Campos mostrando a fase sinrifle (“Sequência Rift”) (Fonte: Modificado de Rangel e Martins, 1998)

Uma carta estratigráfica da Bacia de Campos (Figura 37) ajuda a entender a relação entre as seqüências descritas acima, assim como mapear seus horizontes principais (Figura 38).

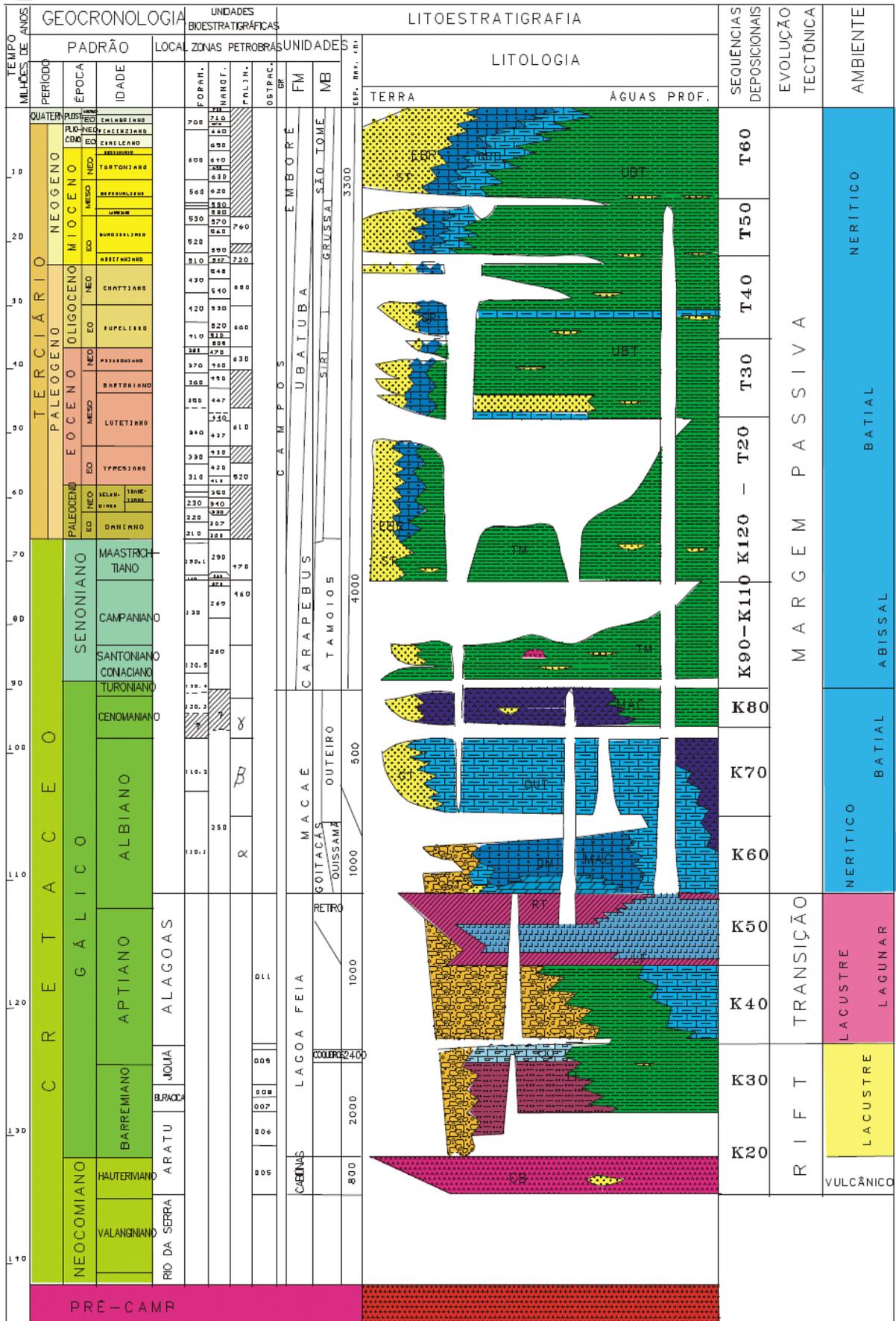


Figura 37 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Fonte: Rangel, 1994)

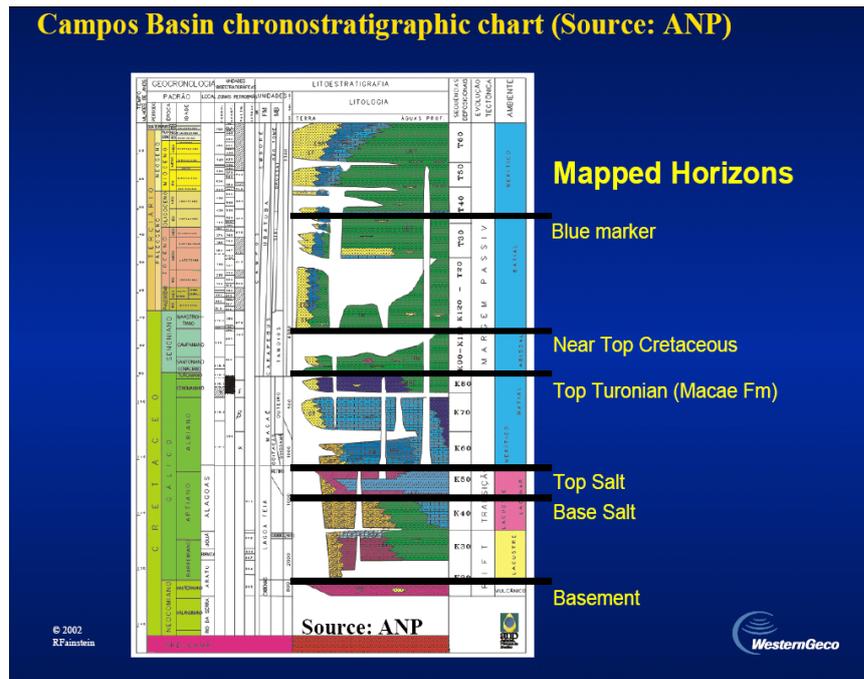


Figura 38 – Horizontes mapeados na carta estratigráfica (Fonte: Fainstein, 2002)

Desde 1990, Mohriak et al (1990) já descreviam acumulações de hidrocarbonetos na coluna estratigráfica da Bacia de Campos, desde o Neocomiano até o Mioceno, em diversos tipos de reservatórios, como basalto fraturado e coquinas (na Formação Lagoa Feia), carbonatos e arenitos (na Formação Macaé), e arenitos (na Formação Campos). Essas acumulações de óleo com baixos teores de enxofre são provenientes de rochas geradoras com elevados teores de carbono orgânico (COT de até 9%, ou mais), e material orgânico composto de querogênio tipo-1 (algas e bactérias). O ótimo potencial de hidrocarbonetos desses sedimentos, combinado com condições térmicas favoráveis para sua maturação/geração, sugerem que a Bacia de Campos é uma província petrolífera complexa, mas muito promissora.

A Bacia de Campos apresenta diversos elementos estruturais significativos, que podem abrigar oportunidades para novas pesquisas exploratórias: *horsts* e grábens alinhados em direção nordeste e noroeste, mapeados no basalto refletor do Neocomiano; estruturas pré-Aptianas relacionadas à Falha de Campos; e uma província de domos de sal (Figura 39).

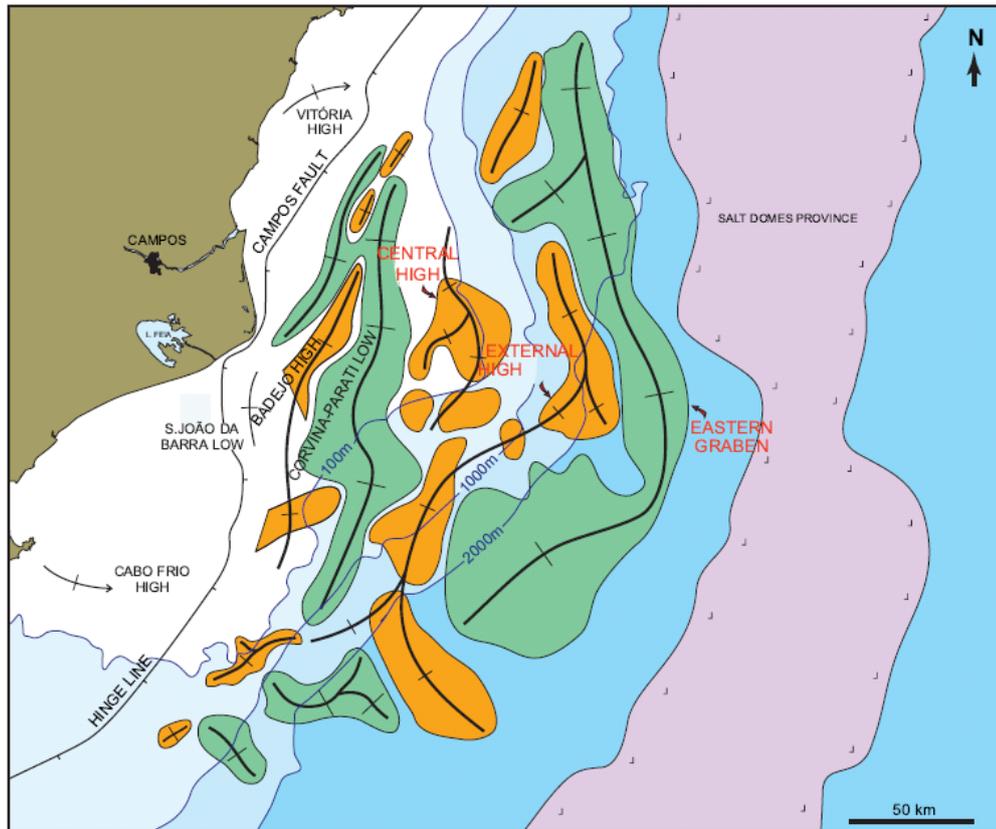


Figura 39 – Mapa de estruturas significativas da bacia de Campos (Fonte: Guardado et al, 2000)

Guardado et al (2000) também apontam para o fato que a Bacia de Campos reúne todos os elementos e processos necessários para estabelecer um sistema petrolífero de grande potencial: rochas geradoras ricas em matéria orgânica de boa qualidade; dutos de migração eficazes; excelentes rochas reservatório; trapas e selos eficazes; condições favoráveis para geração; sincronismo favorável para migração e acumulação; e condições favoráveis de preservação, (apesar de ter ocorrido biodegradação durante os processos de acumulação). De fato, muitos dos grandes campos descobertos em águas profundas, como Roncador (em 1996), estão localizados em regiões onde ocorrem as sequências descritas acima, que também ocorrem ou se estendem até águas rasas, como os turbiditos do Cretáceo (Guardado et al, 2000).

A favorabilidade e complexidade da Bacia de Campos, inclusive o fato que as acumulações encontradas freqüentemente são misturas de óleos provenientes de diversos episódios de geração/ migração/acumulação, também sugerem que ainda não se tenha um conhecimento suficiente a ponto de acreditar que se tenham

exaurido suas chances de novas descobertas. Dado o arcabouço acima, as extensas áreas de águas rasas (com menos de 400m de lâmina d'água), ainda pouco exploradas, são um alvo atraente para futuros esforços exploratórios, conforme proposto nesta pesquisa (Figura 40). Como o sistema petrolífero brasileiro mais prolífico, a Bacia de Campos ainda apresenta elementos favoráveis à sua prospecção e exploração.

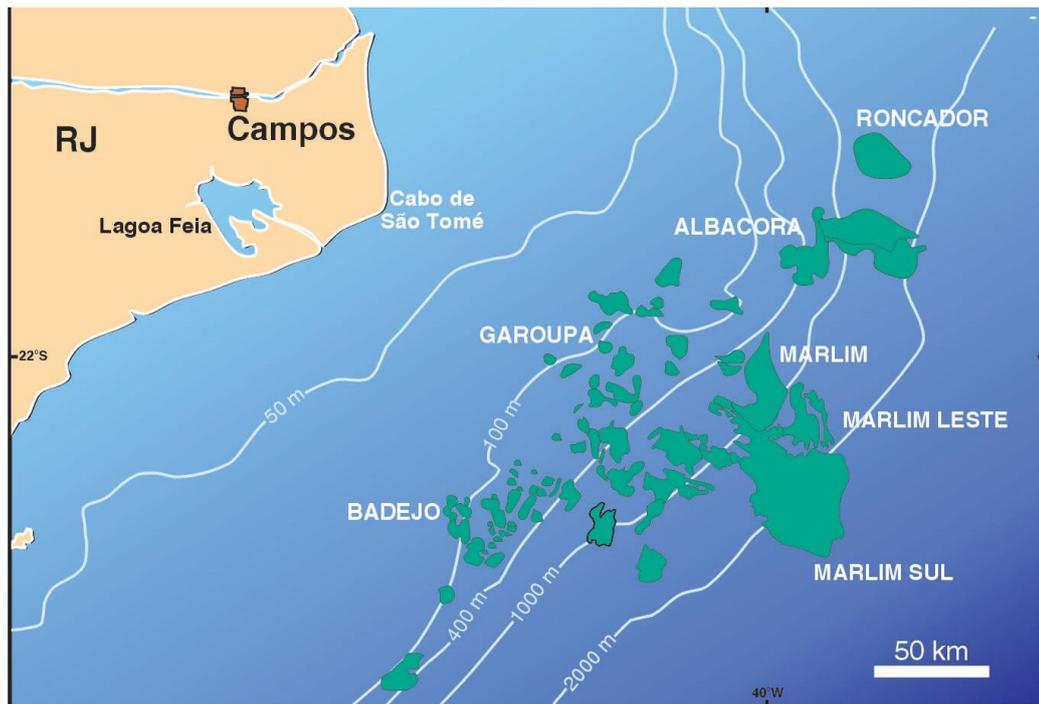


Figura 40 - Bacia de Campos mostrando grandes áreas de águas rasas (Fonte: CPRM)

4.2. Dados Sobre a Área Estudada

Como a presente pesquisa focou as águas rasas da Bacia de Campos, para aplicar sua metodologia de avaliação de *yet-to-find-oil*, foi necessário buscar informações sobre essa área para alimentar as ferramentas utilizadas nessa metodologia.

As informações sobre essa área são principalmente provenientes dos poços perfurados, de informações espaciais sobre a área, tanto primárias (mapas originais), como secundárias (manuseio de informações primárias). Entre as fontes de informações primárias, estão os mapas da área, incluindo batimetria rasa e profunda, e outros, da CPRM, disponíveis através de sua "Mapoteca" (Figura 41).

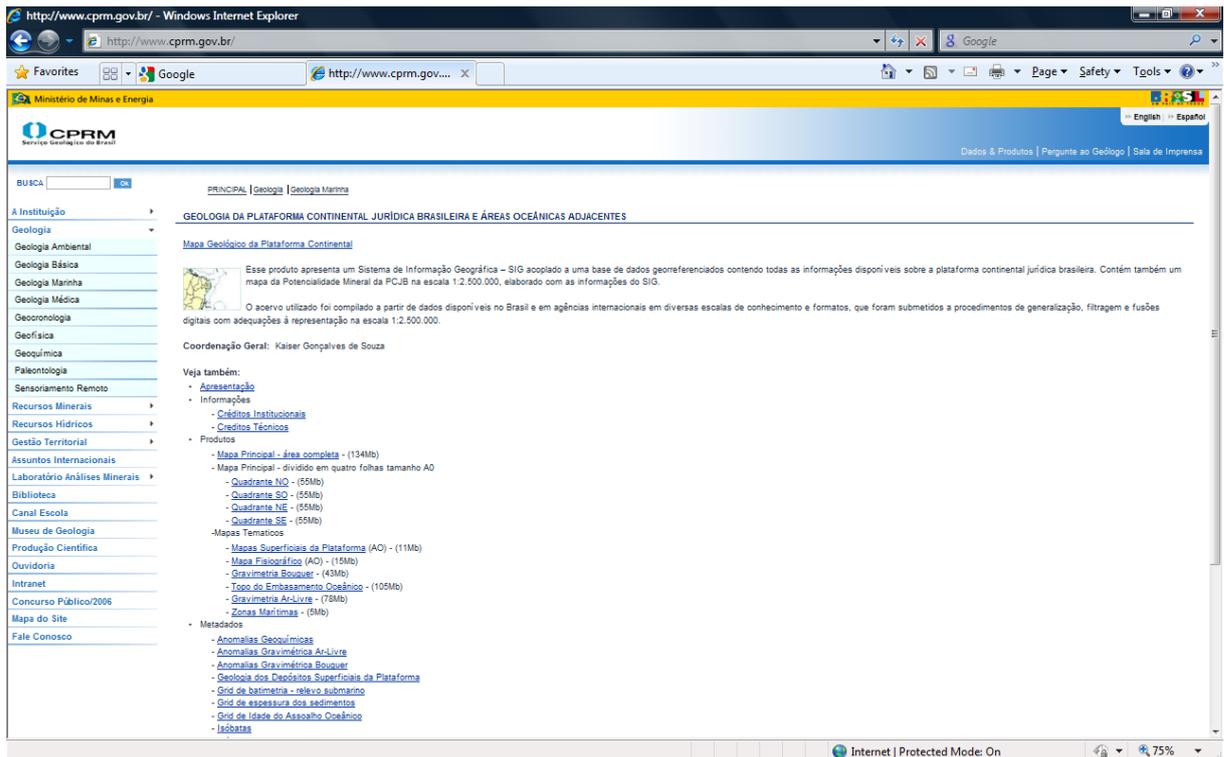


Figura 41 - Tela de acesso aos mapas da CPRM (“mapoteca”) (Fonte, CPRM, 2008)

4.3. O BDEP - Banco de Dados de Exploração e Produção, da ANP

As informações sobre todos os poços petrolíferos perfurados no Brasil são fornecidas, por lei, por todos os *players* da indústria do petróleo que operam no Brasil, e estão sob a jurisdição da ANP. Essas informações são armazenadas pela ANP, e constituem um valioso acervo de dados sobre esses poços. O Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (BDEP) foi constituído para ser o depositário dessas informações e das respectivas atualizações constantes, fornecidas à ANP (Figura 42). Os dados do BDEP incluem informações necessárias, assim como muitas outras que não foram utilizadas para a realização desta pesquisa.

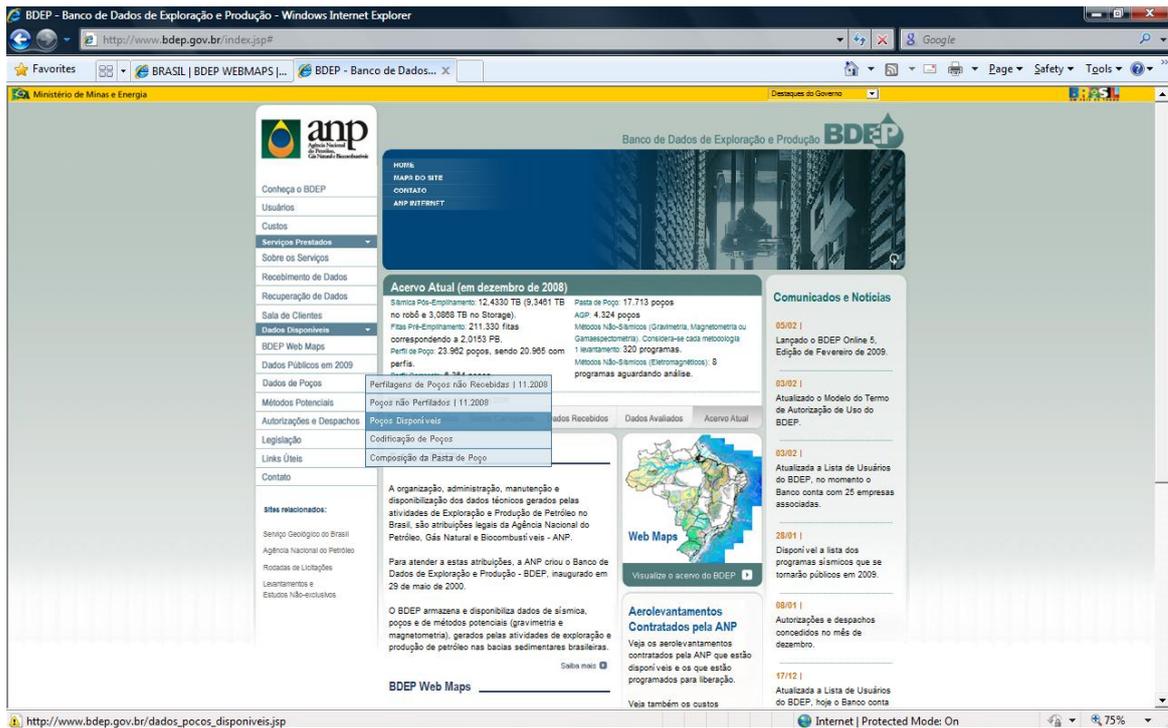


Figura 42 - Tela de acesso aos dados do BDEP (Fonte: ANP, 2008)

As informações pertinentes, extraídas do BDEP diretamente para o ArcCatalog, através de uma interface fornecida pelo BDEP para ferramentas de SIG, são:

- nome do poço;
- localização;
- profundidade da lâmina d'água;
- profundidade atingida;
- data de completação do poço; e
- resultado da perfuração (poço seco, descobridor, produtor, etc.).

As informações sobre os poços foram baixadas do site do BDEP no formato de arquivos "shp", e salvas como *layers* do programa ArcCatalog. Os arquivos individuais baixados foram:

- Pocos_publ_exploratorio.shp (id = 0 a 16244)
- Pocos_publ_exploracao.shp (id = 0 a 6134)
- Pocos_confid_exploratorio.shp (id = 1089)
- Pocos_confid_exploracao.shp (id = 0 a 359)

Uma tabela completa dos dados do BDEP foi armazenada para facilitar o cruzamento de informações entre diferentes bancos de dados com informações sobre poços e campos na área estudada (Anexo 2).

Dos dados do BDEP foram extraídos os dados referentes aos poços perfurados na área de águas rasas da Bacia de Campos, e ignorados os demais. Nessa mesma área, através de alguns desses poços (poços descobridores), foram descobertos diversos campos de petróleo. Para esses poços foram buscadas informações a respeito dos respectivos campos descobertos, como nome do campo, data de descoberta (geralmente a data de completação do poço descobridor), volume de acumulação da descoberta, assim como sua área.

Essas são informações públicas, no entanto, elas não estão disponíveis no BDEP, nem sequer em um único lugar, e foi necessário reunir informações de fontes diversas, relacionando dados espacialmente e através de bancos de dados com elementos comuns.

4.4. Outras Fontes de Informações sobre a Região de Águas Rasas da Bacia de Campos

As informações sobre o tamanho das acumulações descobertas (declaração oficial de volumes das reservas descobertas) e sobre a data de descoberta são essenciais para montar a *Discovery Sequence* e a FSD, permitir que o GeoX realize as devidas simulações, e, finalmente, que sejam gerados os resultados correspondentes.

Para determinar uma relação entre o volume de reservas contidas e a área dos campos, também é importante obter informações sobre a extensão total de cada campo (área).

Muitas dessas informações foram obtidas a partir de bancos de dados e artigos pesquisados na internet e de outras fontes bibliográficas. A ANP mantém informações sobre os campos de petróleo e gás descobertos no Brasil desde antes da época da quebra do monopólio de petróleo e gás, mas essas informações não

estão disponíveis em um único banco de dados público. Dessa forma, diversos autores que publicaram trabalhos sobre campos petrolíferos específicos, e obtiveram informações da ANP sobre esses campos, representam uma fonte distribuída para essas informações.

Para reunir as informações dispersas, foi montada uma planilha com os campos petrolíferos conhecidos na Bacia de Campos, localizados em águas rasas (seleção feita com o ArcGis), e foram inseridas as informações de diversas fontes, à medida que elas foram pesquisadas (Figura 43). Nessa planilha também foram realizados os cálculos para obter a relação entre volume e área de campos, utilizada para definir o tamanho de campos e a área equivalente exaurida por poços perfurados na área de estudo, como descrito na seção sobre o ajuste dos resultados apresentados pelo GeoX para levar em conta a área exaurida (Seção 5.3.).

Ainda assim, mesmo realizando o cruzamento de dados de diferentes fontes, para muitos campos conhecidos e descobertos na área de estudo não foi possível obter as informações necessárias para incluir esses campos no conjunto de descobertas inseridas na ferramenta de modelagem GeoX. As simulações realizadas com o GeoX, portanto, utilizaram apenas as informações disponíveis, que representam dados sobre algo como 24 campos descobertos, de um total declarado e conhecido, até o momento, de aproximadamente 57 campos.

Vale lembrar que há uma ambiguidade na determinação do que sejam verdadeiros campos distintos, descobertos e declarados à ANP, pois em alguns casos novas descobertas em extensões de campos existentes são consideradas como novos campos descobertos. Outra dificuldade na obtenção de informações sobre os campos descobertos se refere à nomenclatura dos mesmos, que antes de serem oficialmente declarados como campos com acumulações de reservas declaradas, que passam a adquirir nomes de peixes (Bonito, Carapeba, Garoupa, etc.), são considerados blocos exploratórios, onde as atividades exploratórias são realizadas sob nomes como RJS 046, RJS 095, etc. A maior parte dos campos para os quais as informações pertinentes não foram obtidas se refere a campos que ainda constam com estes nomes, nas fontes de informações pesquisadas.

INFORMAÇÕES SOBRE OS CAMPOS DESCOBERTOS EM ÁGUAS RASAS DA BACIA DE CAMPOS													
Campo	Data de Descoberta ou 1/6 do ano	Nome do Poço Descob	Área Km2 todo o campo ArcGIS	Porcento da área em águas rasas	Área Km2 AgRasas ArcGIS	Área Km2 de info	OOIP 10E6 m3 diversas fontes	Gás * 10E9 m3 diversas fontes	Tot O&G equiv = H + I	Poros	Essesp do reserv	Lâmina D'Água	Profund
Albacora	11/09/1984	1-RJS-297	125,44	29,16	36,58	235,00	720,00		720,00	17-30	117	293	2300-3300
Anequim	09/11/1981	1 RJS-194	9,82	100,00	9,82			0,00	0,00				
Badejo	09/01/1975	1-RJS-013	16,79	100,00	16,79		111,00		111,00	10-15	150	100	
Bagre	17/06/1975	1RJS-017	5,53	100,00	5,53			0,00	0,00				
Bicudo 1	24/08/1976	1RJS-028A	6,77	100,00	6,77		8,36	1110,88	9,29			114-209	
Bicudo 2	24/08/1976	1RJS-200	3,23	100,00	3,23		3,99	530,00	4,43			114-209	
Bicudo 3	24/08/1976	1RJS-106	2,11	100,00	2,11		2,61	346,23	2,89			114-209	
Bicudo 4	24/08/1976	4RJS-134	3,02	100,00	3,02		3,73	495,55	4,14			114-209	
Bicudo 5	24/08/1976	4RJS-039	2,25	100,00	2,25		2,78	369,20	3,09			114-209	
Bonito	20/05/1977	4RJS-038	14,49	100,00	14,49		17,17		17,17			120-189	
Carapeba	08/02/1982	1-RJS-193A	35,00	100,00	35,00		31,00		31,00			86-90	
Cherne	05/02/1978	1-RJS-025	16,44	100,00	16,44		37,84		37,84			110-150	
Congro 1	30/08/1980	1-RJS-135	29,46	55,68	16,40	43,00	3,82		3,82		9	270-580	
Congro 2	30/08/1980	4RJS-385	6,44	87,52	5,64				0,00				
Corvina	21/08/1978	1RJS-054	11,50	100,00	11,50		7,00		7,00			225	
Enchova	11/05/1976	1RJS-022	12,96	100,00	12,96				0,00			115-125	
Enchova Oes	21/10/1981	4EN-013	24,51	100,00	24,51		8,74		8,74			120	
Garoupa	11/12/1974	1RJS-009A	24,06	100,00	24,06	16,00	9,22	1600,00	10,55	17-22	145	125	3100
Garoupinha	11/04/1975	3GP-001	6,79	100,00	6,79				0,00			120	
Guarajuba	09/02/1994	1RJS-455	16,79	100,00	16,79		23,85		23,85			118	
Linguado	08/05/1978	1RJS-049	21,07	100,00	21,07				0,00			97-104	
Malhado 1	22/02/1986	1RJS-340D	6,69	100,00	6,69		4,77		4,77				
Malhado 2	01/06/1989	1RJS-345	15,29	90,48	13,83		19,87		19,87				
Malhado Lest	30/08/1980	1RJS-135	35,71	44,58	15,92				0,00				
Marimba	08/03/1984	4RJS-216	4,44	100,00	4,44		56,92		56,92			423	
Marimba Lest	08/03/1984	1RJS-284	34,45	15,00	5,17				0,00			550	
Moreia	16/05/1983	1RJS-252	18,33	100,00	18,33		4,13	20185,19	20,95			112	
Namorado	23/11/1975	1RJS-019	25,78	100,00	25,78		131,98		131,98				
NE de Namor	18/09/1987	1RJS-387	5,65	100,00	5,65				0,00				
Pampo 1	14/07/1977	3PM-023	0,87	100,00	0,87		0,60		0,60			111	
Pampo 2	14/07/1977	1RJS-040	24,14	100,00	24,14		16,57		16,57			119	
Parati	10/04/1980	1RJS-110	4,60	100,00	4,60				0,00				
Pargo 1	27/01/1975	4RJS-052	11,30	100,00	11,30		34,46	1203,96	35,46			100	
Pargo 2	27/01/1975	1RJS-012	3,30	100,00	3,30		10,06	351,60	10,36			100	
Pirauna 1	02/11/1981	1RJS-186A	4,71	100,00	4,71				0,00			231	
Pirauna 2	02/11/1981	4RJS-233	3,64	100,00	3,64				0,00			243	
RJS 046	04/11/1977	1RJS-046	2,34	100,00	2,34				0,00				
RJS 095	31/03/1979	1RJS-095	2,84	100,00	2,84				0,00				
RJS 116	13/01/1980	1RJS-116	8,31	100,00	8,31				0,00				
RJS 150	17/01/1983	1RJS-150	3,04	100,00	3,04				0,00			18	
RJS 211	02/04/1982	1RJS-211	7,03	100,00	7,03				0,00				
RJS 322	15/07/1985	4RJS-322	2,04	100,00	2,04				0,00				
RJS 323	23/08/1985	4RJS-323	3,24	100,00	3,24				0,00				
RJS 405A	13/09/1988	1RJS-405A	5,65	100,00	5,65				0,00				
RJS 410	17/02/1990	4RJS-410	2,38	100,00	2,38				0,00				
RJS 414	31/03/1989	1RJS-414	3,28	100,00	3,28				0,00				
RJS 448	29/06/1991	4RJS-448	1,55	100,00	1,55				0,00				
RJS 449	19/07/1991	4RJS-449	1,28	100,00	1,28				0,00				
RJS 450	02/10/1986	1RJS-353D	3,02	32,17	0,97				0,00				
RJS 485	15/01/1993	1RJS-485	8,09	100,00	8,09				0,00				
RJS 493	07/05/1994	4RJS-493	3,95	100,00	3,95				0,00				
Trilha	27/11/1982	1RJS-236B	11,10	100,00	11,10				0,00				
Vermelho	28/12/1982	1RJS-241A	21,42	100,00	21,42		20,03		20,03				
Viola	30/04/1979	1RJS-090	16,14	100,00	16,14				0,00				
Voador 1	06/05/1992	3RJS-402D	10,16	21,31	2,17		9,38		9,38			533?	
Voador 2	31/08/1987	3RJS-463	10,18	5,75	0,59				0,00				
TOTAL			720,41		547,52	294,00	1299,87	26192,60	1321,69				
* Fator de equivalência = 1200 m3 gás / m3 óleo													
Em vermelho: Campos parcialmente em águas profundas - excluir													
fonte = Cálculos do ArcGIS													
fonte = International Oil and Gas Exploration and Development 1991, IEA-USDOE													
fonte = Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, Cap X-c, CPRM													
fonte = cálculos de exemplos de info													
fonte = Cálculo: Volume = área x Razão vol/área abaixo													
fonte = Cálculo: Volume = área x espessura x porosidade x saturação óleo													
fonte = Classificação de Reservas de Petróleo Utilizando Simulação Estocástica													
fonte = Prospecto de oferta pública de debêntures não conversíveis em ações, Cia. de Recuperação Secundária, 2002													
fonte = Parecer da GCA Inc., no Formulário 20F apresentado ao SEC em 12-02-2001 - sem produção acumulada até 2001													
fonte = Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore, E. Luczynski, 2002													
fonte = BDEP/ANP													
fonte = outras													
Campos com Info													
Artigo Chaves, 1984b (BC)													
# campos													
vol/área													
área/vol													
# campos													
vol/área													
área/vol													
campos<1Mm3: 1 0,69 1,46 21 12,40 0,08 Campos classe 1 (0-50Mm3)													
1Mm3<campos<10Mm3: 10 1,00 1,00 3 6,29 0,16 Campos classe 2 (50-100Mm3)													
10Mm3<campos<100Mm3: 9 3,09 0,32 3 6,49 0,15 Campos classe 3 (100-200Mm3)													
campos>100Mm3: 4 7,57 0,13 2 8,08 0,12 Campos classe 4 (200-400Mm3)													

Figura 43 - Planilha com as principais informações sobre os campos descobertos nas águas rasas da Bacia de Campos, reunidas de diversas fontes (Elaboração do autor)

5. Aplicação da Metodologia de Modelagem Estocástica e Ajuste por Área Exaurida, à Área de Águas Rasas da Bacia de Campos

5.1. Preparação das Informações Disponíveis

Dois tipos de informações essenciais para a aplicação da metodologia utilizada foram organizados: informações sobre poços perfurados e informações sobre campos descobertos. Para os poços perfurados, foram organizadas as informações sobre todos os poços válidos perfurados, e informações sobre os poços descobridores, relacionados aos campos descobertos.

As seguintes informações pertinentes sobre todos os poços perfurados até recentemente, informados à ANP e constantes do BDEP, foram extraídas para a ferramenta de SIG (ArcGIS):

- Localização dos poços;
- profundidade da lâmina d'água;
- profundidade atingida;
- data de conclusão; e
- resultado da perfuração.

Através do ArcGIS estas informações foram mapeadas e os arquivos *shape* foram manuseados para extrair informações espaciais, fazer cálculos de área, seleção por atributos e localização, etc. Primeiramente, foi definida a área de investigação, ou seja, a área de águas rasas da Bacia de Campos, delimitada pelas fronteiras norte e sul da Bacia de Campos, desde a linha do litoral até a linha de batimetria de 400 metros de profundidade. A fronteira marítima foi definida através de um mapa de batimetria rasa, de onde foi extraída a isóbata 400m.

Também foram mapeados sobre a Bacia de Campos os mapas referenciais dos municípios do Brasil e do estado do Rio de Janeiro, para facilitar a compreensão das

informações visualizadas (Figura 44). Ao adicionar os *layers* de informações no ArcGIS, foram convertidos todos os sistemas de referência espacial para SAD (SAD – SouthAmerica 1969).

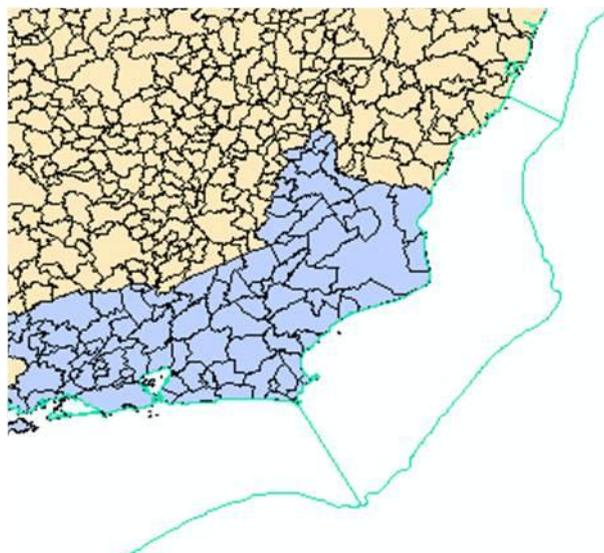


Figura 44 - A área de águas rasas na Bacia de Campos, delimitada dentro do ArcGIS

As informações sobre os poços perfurados na costa brasileira foram mapeadas (como pontos no mapa da região), e apresentadas de forma a ajudar a visualização das informações (Figura 45). Para manter a integridade das informações utilizadas, foram excluídos os poços inválidos, ou seja, aqueles abandonados por diversos motivos, e aqueles com informações incompletas.

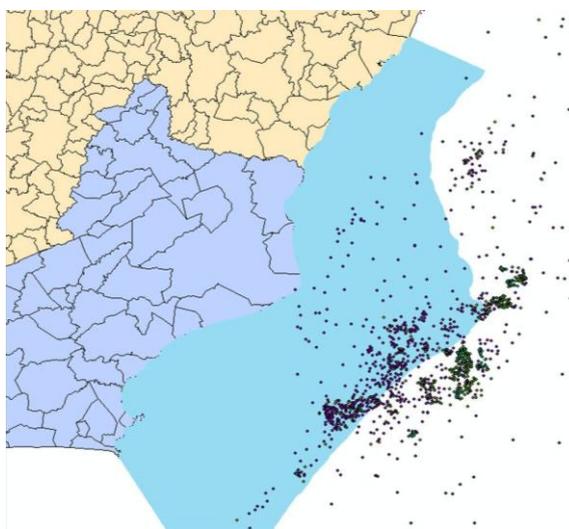


Figura 45 - A área de águas rasas na Bacia de Campos, com os poços válidos mapeados

Em seguida, dentre os poços perfurados, foram selecionados somente aqueles que estão localizados dentro da área de águas rasas. Também foi calculada a área em quilômetros quadrados, da área de águas rasas, que é usada como área de calibração, no GeoX. Esta área foi determinada como sendo 33.884 Km² (Figura 46).

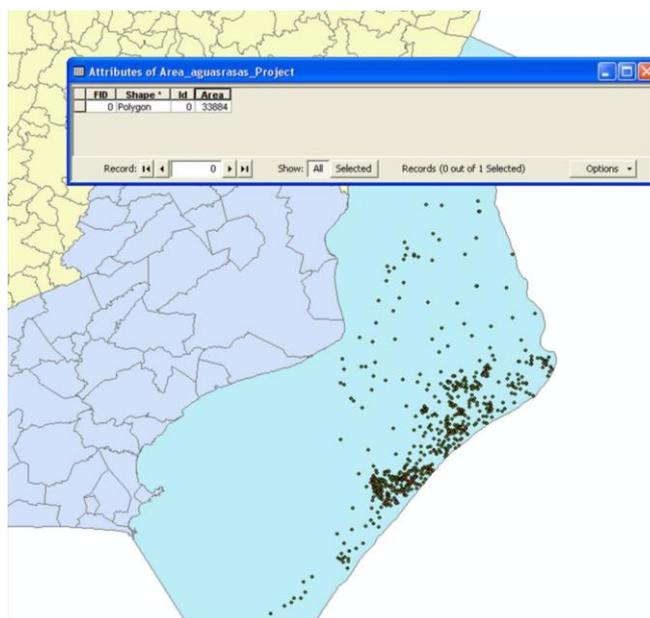


Figura 46 - Área de águas rasas da Bacia de Campos, com poços válidos, e cálculo da área em quilômetros quadrados (área total = 33.884Km²)

Para os poços descobridores nessa área, foram buscadas informações a respeito dos respectivos campos descobertos, como nome do campo, data de descoberta, volume de acumulações de óleo e gás declarados para a descoberta, e sua área. Foram adicionados os campos de petróleo descobertos na Bacia de Campos, para os quais há pelo menos algumas informações disponíveis (78 campos), e selecionados os que residem nas águas rasas (57 campos). Depois estas informações foram adicionadas à tabela do banco de dados interno da ferramenta ArcGIS, correspondente aos campos (Figura 47).

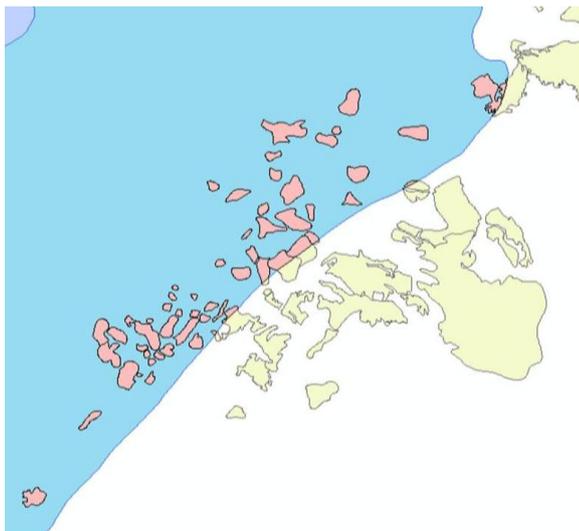


Figura 47 - Campos descobertos, mapeados na Bacia de Campos, e destacados aqueles que residem em águas rasas

Sobre os campos descobertos foram colocados os poços válidos perfurados nessa área. A contagem do número de poços chegou a 1028. Foi feita uma nova triagem, para mostrar somente os poços descobridores, cujo número chegou a 82. Como pode ser visto na Figura 48, realmente há boa correspondência espacial entre os poços descobridores e os campos descobertos. Isto é necessário para assegurar que as informações inseridas no GeoX sejam corretas e representem realmente os poços descobridores dos campos descobertos.

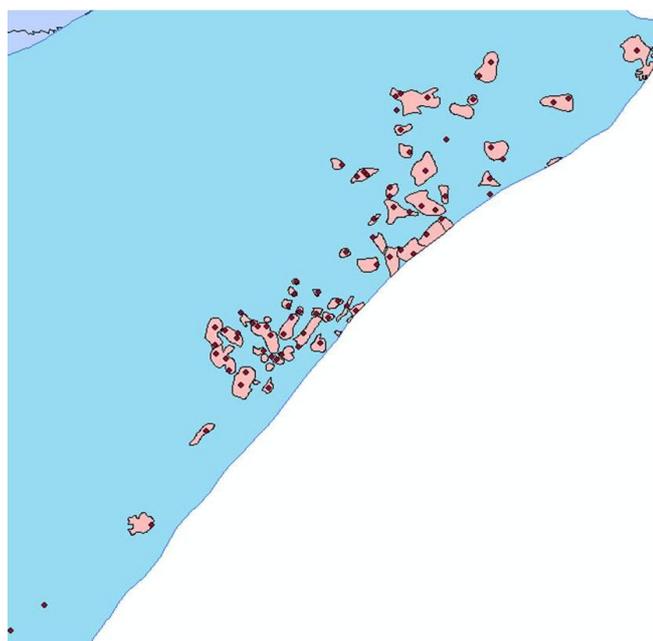


Figura 48 - Os poços descobridores e os campos descobertos na área de águas rasas da Bacia de Campos

Para cada campo descoberto foi encontrado seu poço descobridor, encontrada a data de descoberta, e associado o nome, para permitir a identificação e correlação com outras fontes de dados sobre os campos, pois algumas informações sobre os campos somente estão disponíveis em outras fontes de dados (Figura 49). Foi feita a seleção de poços descobridores em cada campo, e inseridos os dados na tabela do banco de dados dos campos. Os dados inseridos são referentes ao nome do poço descobridor, data de descoberta, volume de acumulações de óleo e gás (em m^3), e área (em Km^2). Esta tarefa não foi concluída para todos os campos, pois nem todas as informações completas estavam disponíveis nos bancos de dados pesquisados. As informações essenciais que faltaram para alguns desses campos foram o volume de acumulações declarado para essas descobertas (Figura 50).

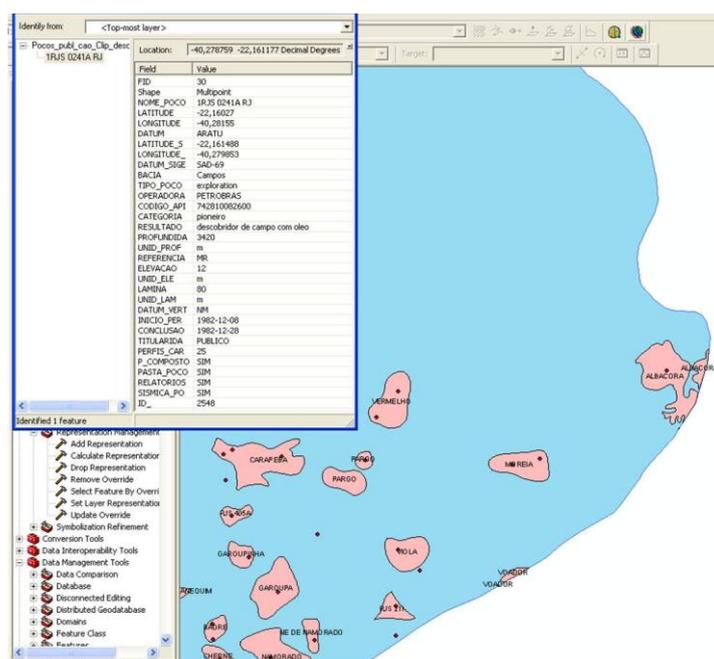


Figura 49 - Campos descobertos, com informações associadas, oriundas dos dados do BDEP

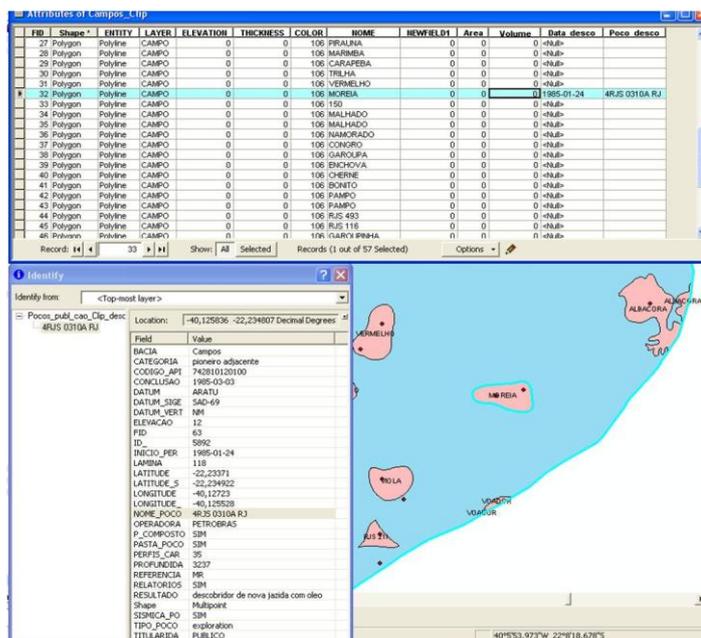


Figura 50 - Construção do banco de dados dos campos, com informações de diversas fontes

5.2. Utilização da Ferramenta de Modelagem do Processo Exploratório GeoX

As informações no banco de dados sobre os campos descobertos foram inseridas no GeoX como dados de entrada. O GeoX considera parâmetros de entrada relacionados a volume, parâmetros técnicos do reservatório, e parâmetros relacionados às incertezas para os diversos fatores de ocorrência independente ou comum entre prospectos da área analisada. O objetivo dos passos anteriores é obter informações sobre os campos descobertos na área investigada, para poder inserir como dados de segmentos, como o GeoX denomina estas unidades. Só após determinado um tamanho mínimo e máximo de campos a descobrir, é construída a curva de FSD, através do módulo FSD, do GeoX. Através de simulações de Monte Carlo, realizadas internamente pelo GeoX, é feita uma estimativa de quantos campos ainda restam a ser descobertos em cada classe de tamanho de acumulação.

5.3. Ajuste dos Resultados Apresentados pelo GeoX para Levar em Conta a Área Exaurida

Para ajustar os resultados gerados pelo GeoX, com o objetivo de levar em conta a área exaurida na área investigada, foi feita uma avaliação da área dos campos descobertos, em relação aos seus volumes de acumulações, utilizando as informações disponíveis na planilha da Figura 43 e a relação volume/área levantada por Chaves (1984b), para os campos descobertos na Bacia de Campos até aquela época. Esse resultado nada mais é do que a conversão da área dos campos descobertos, em áreas de influência de poços perfurados, para poder gerar uma área exaurida para toda a área investigada. Como o GeoX gera informações sobre os volumes de acumulações dos campos a descobrir conforme diferentes níveis de probabilidades, foram utilizados os níveis de probabilidade F10, F50 e F90, correspondendo, aproximadamente, a volumes de acumulações de $56,9\text{Mm}^3$, $17,2\text{Mm}^3$ e $4,2\text{Mm}^3$, respectivamente.

As conversões desses volumes em áreas foram feitas em duas classes diferentes de tamanhos de campos: uma para campos abaixo de 50Mm^3 (razão volume/área = 6,70), e outra para campos acima de 50Mm^3 (razão volume/área = 4,69). Aplicando essa razão para converter os volumes esperados, indicados acima, em áreas, as áreas de influência resultantes foram de $12,13\text{Km}^2$, $3,67\text{Km}^2$ e $0,90\text{Km}^2$, respectivamente, para os níveis de probabilidade F10, F50 e F90.

Na próxima etapa, foram determinados os raios das áreas de influência em redor dos poços perfurados, tomando o raio de um círculo com área igual à de cada área de influência calculada. Esses raios foram, respectivamente: 1,97Km, 1,08Km, e 0,53Km.

Como forma de tornar explícito o cálculo da área de influência dos poços perfurados, o programa *Exploration Drilling Exhaustion Sequence Plot Program* (Schuenemeyer e Drew, 1977) pode ser compilado para determinar uma área de influência de cada poço, com base nas informações de entrada sobre o tamanho dos campos. Na presente pesquisa, uma vez determinada a área de influência, a ferramenta ArcGIS realizou a modelagem da área exaurida.

Com as informações sobre os raios das áreas de influência, o ArcGIS foi utilizado para mapear as áreas totais exauridas pelos poços perfurados (descobridores ou não), conforme os três tamanhos de áreas de influência acima. No ArcGIS podem ser vistas as áreas exauridas (cobertura espacial) correspondentes às três áreas de influência consideradas, por sua vez correspondentes aos três níveis de probabilidade (F90, F50, e F10) para o tamanho de campos a descobrir (Figura 51, Figura 52, e Figura 53, respectivamente). Estas áreas de exaustão são geradas através de ferramentas internas do ArcGIS, como *buffer*, e fazendo ajustes para excluir as sobreposições, conforme descrito anteriormente na seção sobre área de influência. Apesar de pequenas, em relação ao mapa (não são pontos e sim áreas), as áreas de influência em torno de cada poço representam áreas que foram consolidadas para representar a área total exaurida.

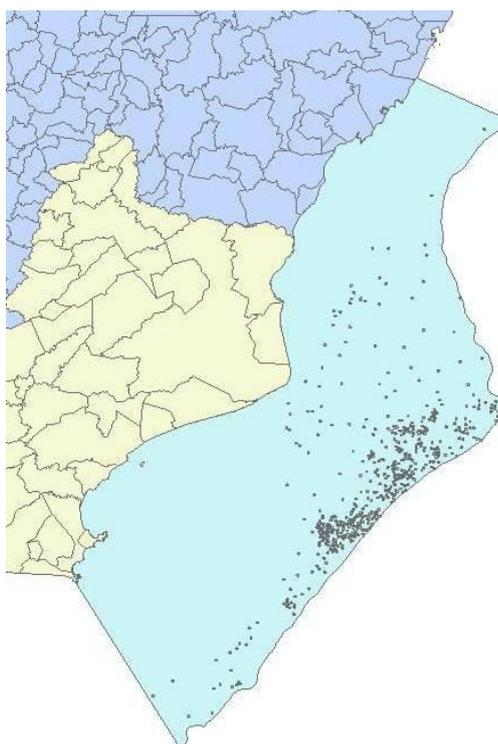


Figura 51 - Área exaurida, considerando a área de influência de cada poço referente ao nível de probabilidade F90 (área menor, de maior probabilidade), totalizando 478Km², ou menos de 1% da área investigada

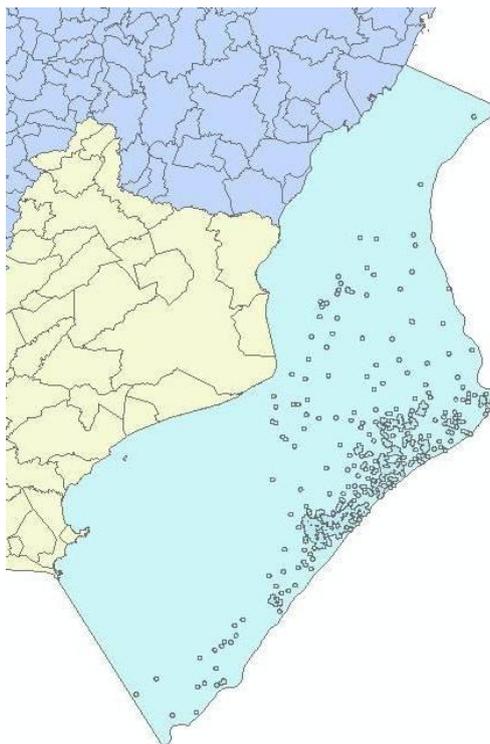


Figura 52 - Área exaurida, considerando a área de influência de cada poço referente ao nível de probabilidade F50 (área correspondente à probabilidade mediana de campos a descobrir), totalizando 1554Km², ou 5% da área investigada

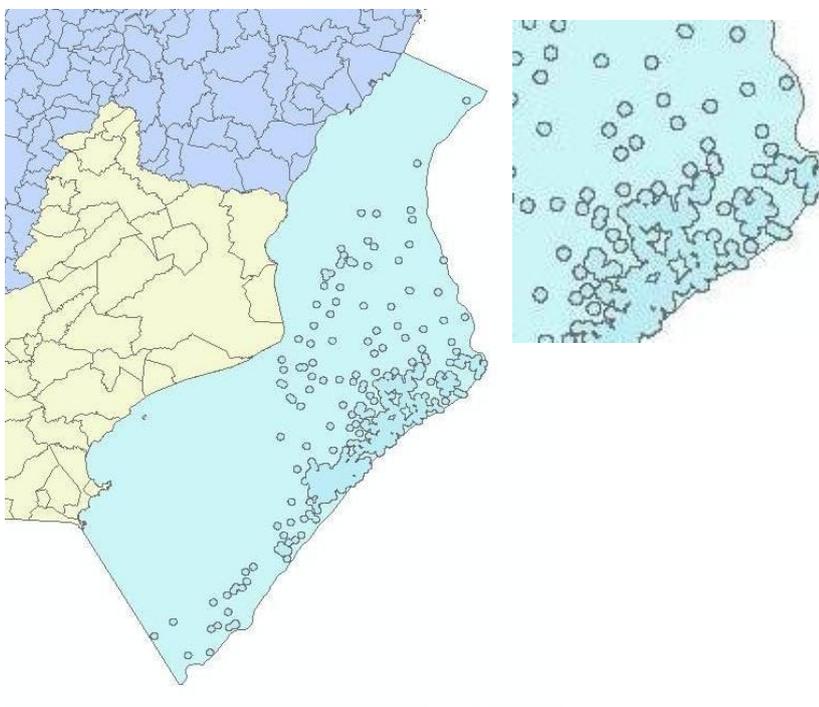


Figura 53 - Área exaurida, considerando a área de influência de cada poço referente ao nível de probabilidade F10 (área maior, de menor probabilidade), totalizando 3466Km², ou 10% da área investigada. Detalhe ao lado mostra como as áreas de influência de cada poço foram consolidadas

Desta forma, é sugerido o grau de exaustão da área estudada em relação a cada um dos três tamanhos de campos. Numa avaliação geral, quanto maior a área exaurida em relação à área total, menores são as chances de novas descobertas de campos nesse caso.

Para realizar o ajuste dos resultados gerados pela ferramenta de modelagem GeoX, levando em consideração os resultados das áreas exauridas para cada nível de probabilidade (F90, F50 e F10), a presente pesquisa aplicou a limitação de área exploratoriamente viável (área não exaurida) aos dados de entrada do GeoX.

Novas simulações com o GeoX foram realizadas, reduzindo a área de calibração utilizada pelos valores da área exaurida. Para fins de comparação, os resultados do GeoX para os dois casos, antes e depois do ajuste pela área exaurida, são apresentados para os três níveis de probabilidade (F90, F50 e F10), na Tabela 3.

Tabela 3 – Comparação entre os resultados antes e depois de reduzir a área de calibração pelas áreas exauridas

	F90	F50	F10
Acumulações totais			
Antes	1651,3 Mm ³	2496,5 Mm ³	3326,2 Mm ³
Com ajuste p/ área exaurida	1604,6 Mm ³	2118,2 Mm ³	2774,9 Mm ³
Número de acumulações			
Antes	85	113,5	140
Com ajuste p/ área exaurida	81,5	102	122
Tamanho de acumulações			
Antes	3,9 Mm ³	15,4 Mm ³	64,5 Mm ³
Com ajuste p/ área exaurida	4,2 Mm ³	17,2 Mm ³	56,9 Mm ³
FSD			
Antes	Figura 57		
Com ajuste p/ área exaurida	Figura 58		
Discovery Sequence			
Antes	Bacia não pode ser considerada exploratoriamente madura		
Com ajuste p/ área exaurida	Bacia ainda não pode ser considerada exploratoriamente madura		

Rosy Future			
Antes	Amplio potencial exploratório		
Com ajuste p/ área exaurida	Amplio potencial exploratório, porém menor		

Entre os resultados mais marcantes do ajuste por conta da área exaurida, está a diferença dos gráficos mostrando os campos que poderão ser descobertos, plotados conforme seu tamanho e ordem, dentro da sequência de tamanhos previstos para a área de estudo (chamado de gráfico de “*size by rank*”). Antes do ajuste, esse gráfico apresenta um perfil com mais, e potencialmente maiores, campos, mas com margem maior de variação provável dos tamanhos individuais entre F10 e F90 (Figura 54).

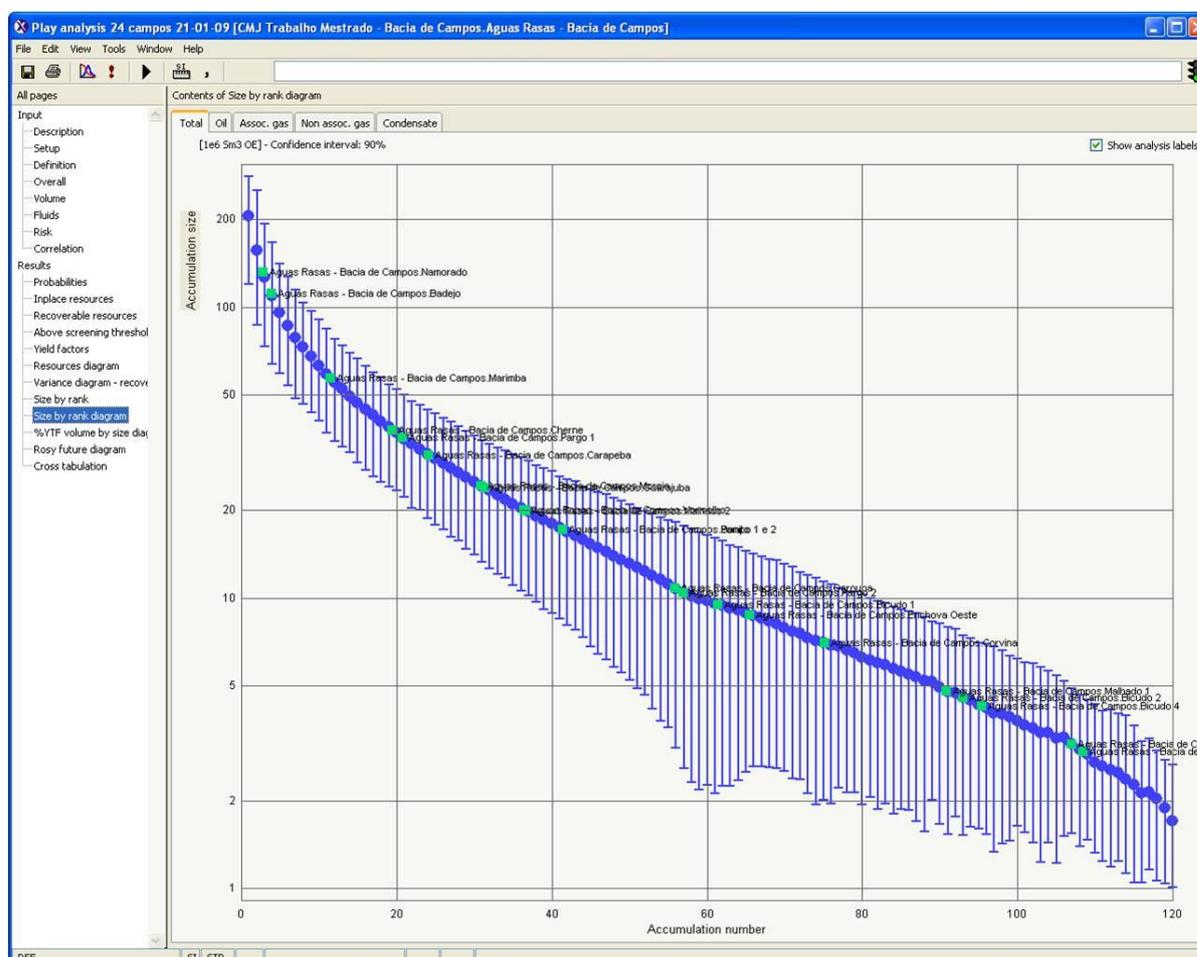


Figura 54 - Tela do GeoX, mostrando os campos que ainda podem ser descobertos, e a variação do tamanho de cada um, como pontos plotados a partir da curva de FSD, antes de ajustar pela área exaurida

Após o ajuste por conta da área exaurida, o gráfico de *size by rank* mostrando os campos que poderão ser descobertos, com seu tamanho e ordem dentro da

sequência de tamanhos previstos, apresenta outro perfil, com menos e menores campos, mas com margem menor de variação provável dos tamanhos individuais entre F10 e F90 (Figura 55).

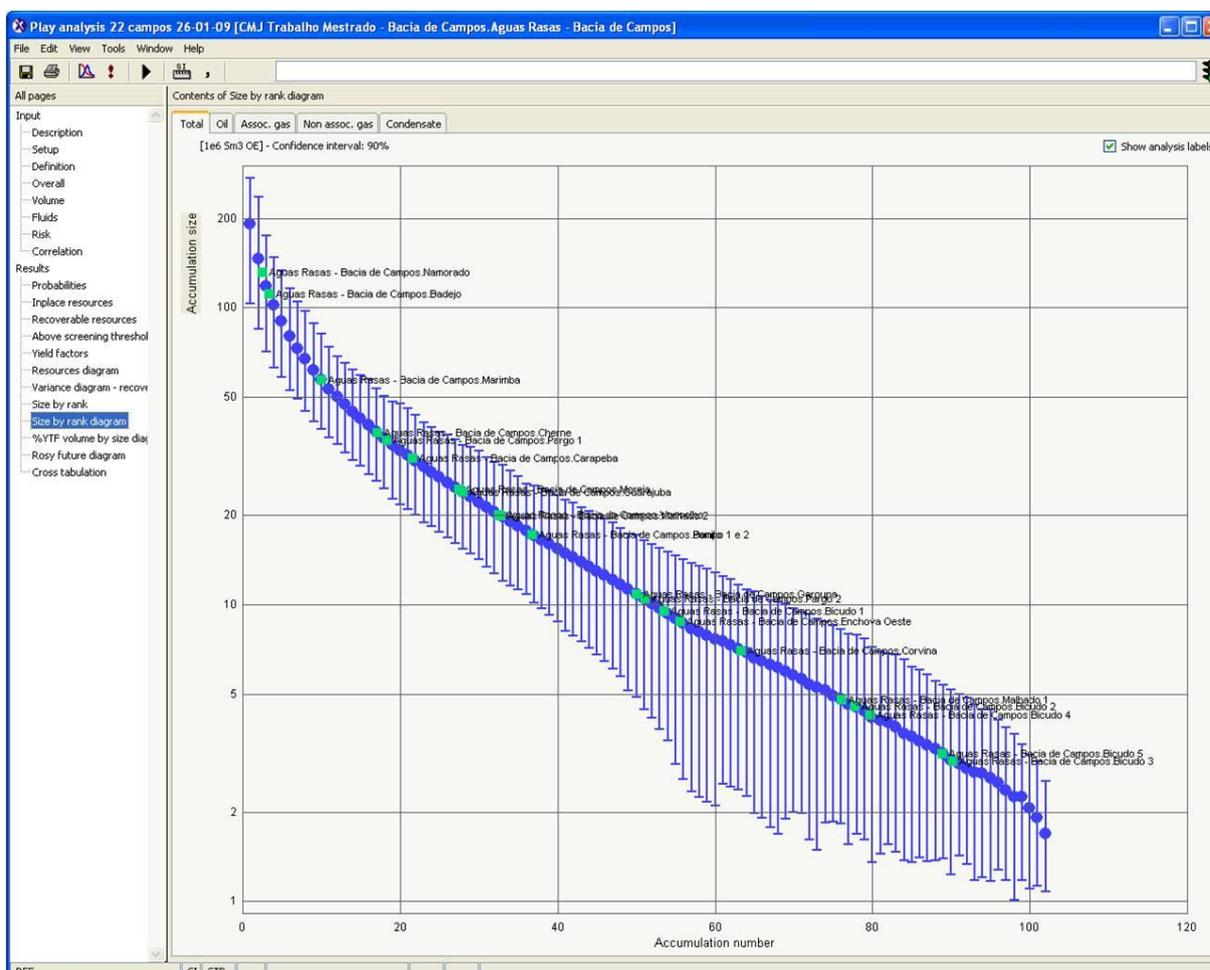


Figura 55 - Tela do GeoX, mostrando os campos que ainda podem ser descobertos, e a variação do tamanho de cada um, como pontos plotados a partir da curva de FSD, após ajustar pela área exaurida

Dessa forma, a metodologia utilizada nesta pesquisa para avaliar as perspectivas de descobertas de *yet-to-find-oil* representa uma forma de ajustar os resultados fornecidos pelo GeoX, para levar em conta a área exaurida. Os resultados ajustados apresentam um quadro que sugere que a área de águas rasas da Bacia de Campos ainda não é exploratoriamente madura, e que os resultados da distribuição probabilística dos volumes de acumulações totais, do número de acumulações totais, e dos tamanhos das acumulações previstas, apesar de serem menores, como esperado ao contabilizar uma área exploratoriamente viável menor, ainda são significativos.

Há de se lembrar que esta pesquisa representa apenas um exercício indicativo do que pode ser a real situação desse *play*, pois não foi possível obter informações sobre todas as descobertas conhecidas na área de investigação. É provável que novas simulações, que utilizem informações que não puderam ser utilizadas nesta pesquisa, resultem em um gráfico de *size by rank* dos campos que poderão ser descobertos, onde haja menos campos a serem descobertos, pois mais campos já teriam sido contabilizados como descobertas realizadas.

De todas formas, a real atratividade dessa área para as empresas que decidirem avaliar uma possível campanha exploratória será dada pela avaliação dessas informações à luz do perfil dessas empresas e dos parâmetros que norteiam suas decisões de investimentos.

6. Resultados

6.1. Maturidade Exploratória da Bacia de Campos em Águas Rasas

A principal conclusão que pode ser extraída dos resultados obtidos se refere à maturidade exploratória da área de águas rasas da Bacia de Campos. Com a metodologia empregada, ficou claro que com as informações disponíveis, essa área ainda não pode ser considerada como exploratoriamente madura.

A maturidade exploratória de um *play* é definida pelo estágio atual da curva de *Discovery Sequence*. Quando um *play* apresenta um longo histórico exploratório, a sequência de descobertas tende a definir uma curva de *Discovery Sequence* que apresenta menor inclinação. A partir desse ponto, novas descobertas esperadas são apenas de tamanhos menores, e o total de acumulações a descobrir (*yet-to-find-oil*) é relativamente pequeno, pois é dado pela distância vertical entre o ponto atual da curva e o ponto máximo que ela tende a atingir.

Foi mostrado na seção sobre FSD, que uma FSD pode ser utilizada para determinar as descobertas futuras esperadas, pois os pontos representados por descobertas passadas definem a forma da curva, onde esses pontos são apenas amostragens do universo de acumulações existentes. Quando as acumulações desse *play* são agrupadas em classes de tamanho, as classes que não estão representadas por pontos na curva, ou seja, pelas descobertas realizadas, representam lacunas na curva, a serem preenchidas quando novas acumulações forem descobertas. O método de Monte Carlo pode ser utilizado para fazer simulações e estimar quais volumes de acumulações ainda poderão ser descobertas, dentro o universo de acumulações representadas pela curva de FSD.

Utilizando as informações da FSD, as simulações de Monte Carlo tenderão a mostrar que há relativamente menos acumulações a descobrir, e de classes de menor tamanho, à medida que a curva de *Discovery Sequence* estiver numa região de menor inclinação (mais horizontal). Nestes casos, o *play* pode ser considerado

relativamente maduro; mas isto não quer dizer que novas descobertas economicamente viáveis não poderão ser feitas. Desde que o tamanho mínimo de acumulações a serem consideradas é determinado e inserido como dado de entrada, a curva de FSD somente inclui acumulações de pelo menos este tamanho, que por definição é economicamente viável.

O importante é saber quanto esforço exploratório adicional será necessário para alcançar essas descobertas, e se essa situação se enquadra no perfil operacional da empresa que está fazendo a avaliação do *play*. Para algumas empresas, especialmente as maiores, e em *plays* relativamente maduros, as descobertas remanescentes, identificadas pela presente metodologia, utilizando ferramentas como o GeoX, podem não ser compatíveis com seus objetivos e requisitos para novos investimentos. Para outras empresas, especialmente as menores, mesmo algumas pequenas acumulações adicionais podem ser interessantes, se o nível de esforços exploratórios adicionais, indicados como necessários para alcançar essas descobertas, estiverem dentro de seus requisitos para novos investimentos.

No caso da metodologia de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida, aplicada às águas rasas da Bacia de Campos, o GeoX produziu um gráfico de *Discovery Sequence* que não apresenta tendência horizontal pronunciada. Dessa forma, a conclusão em relação ao estágio de maturidade dessa área é que ela ainda não é muito madura. A curva de *Discovery Sequence*, considerando apenas as informações utilizadas para fazer as simulações do GeoX, e traçada apenas até o ponto onde terminam os dados sobre os campos descobertos, exhibe uma inclinação sem aparente tendência horizontal (Figura 56). Isso sugere que esse *play* ainda se encontra no estágio exploratório onde novos esforços exploratórios (poços perfurados) estão sendo muito produtivos.

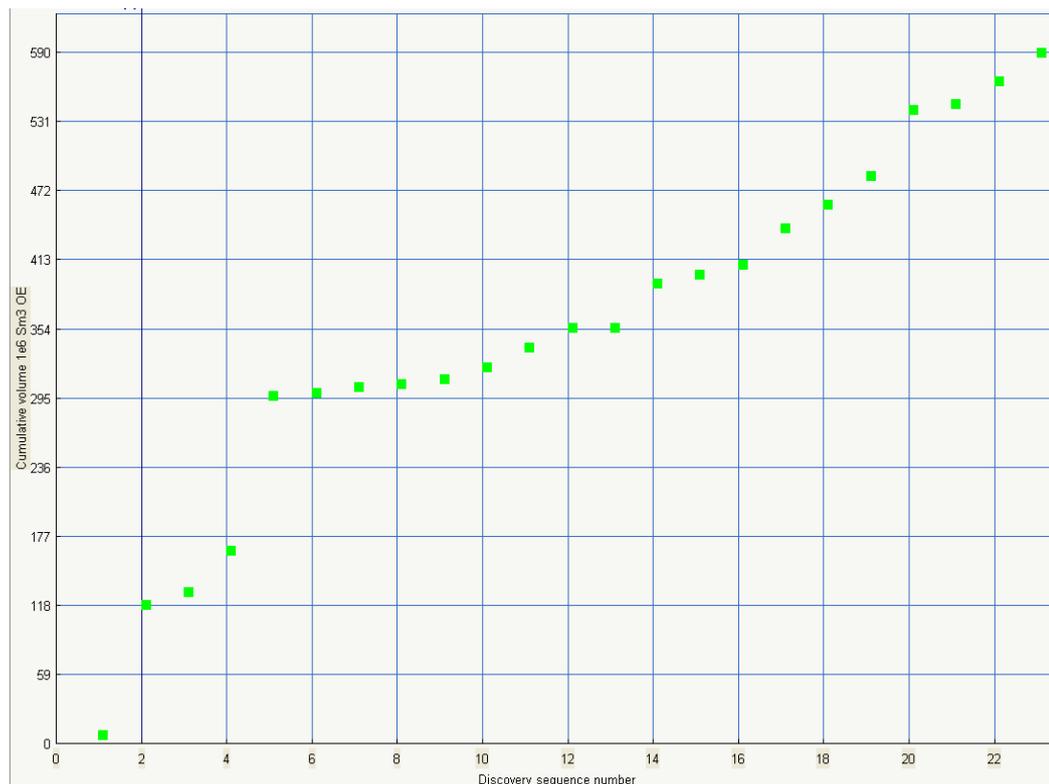


Figura 56 - Tela do GeoX mostrando o resultado gerado para a curva de *Discovery Sequence*, considerando apenas informações sobre alguns dos campos descobertos: não há tendência horizontal pronunciada

Outra observação que se faz evidente é que a curva de *Discovery Sequence* apresenta pelo menos três segmentos distintos. Assim como no caso da experiência exploratória observada na Bacia de SEAL (Chaves et al, 1984a), onde ciclos exploratórios puderam ser identificados (Figura 21), nas descobertas consideradas é possível observar um primeiro ciclo exploratório até a quarta descoberta, um segundo ciclo exploratório até a 13^a descoberta, e um ciclo final, ainda em curso, com resultados relativamente mais positivos para novos esforços exploratórios.

Sem realizar estudos mais aprofundados, seria possível conjecturar que os ciclos exploratórios observados poderiam corresponder a períodos exploratórios que focaram descobertas inicialmente em águas muito rasas, posteriormente em reservatórios carbonáticos, e finalmente em arenitos turbidíticos. Cada período representa um novo ciclo de aprendizado dentro da experiência exploratória considerada. Neste caso, a curva de *Discovery Sequence* pode estar segmentada, mas ela continua sugerindo que a área estudada não pode ser considerada

exploratoriamente madura, pois a última parte da curva não apresenta tendência marcadamente horizontal.

Como indicado anteriormente, há de se lembrar que neste *play* não foram utilizadas as informações sobre todas as descobertas conhecidas na área de investigação. É provável que novas simulações, com a utilização das informações sobre os demais campos descobertos, que não puderam ser utilizadas nesta pesquisa, resultem em uma curva de *Discovery Sequence* que apresente uma tendência horizontal maior.

6.2. Perspectivas de Novas Descobertas (*yet-to-find-oil*)

Os gráficos produzidos pelas simulações do GeoX permitem ver os principais resultados da aplicação da metodologia utilizada à área de águas rasas da Bacia de Campos, antes e após os ajustes realizados para levar em conta o efeito da área exaurida pelos poços perfurados nessa área.

Em relação à construção da FSD para a área investigada, o GeoX produz um gráfico com os campos descobertos indicados nessa curva, deixando os espaços sem essas descobertas como pontos onde novas descobertas poderão se inserir. A curva de FSD produzida é apresentada da mesma forma como a curva genérica da Figura 12, só que a ordem dos percentuais de probabilidades no eixo vertical é invertida em relação àquele gráfico. O resultado é uma linha aproximadamente reta, pois foi plotada em escala logarítmica em ambos os eixos, com suas extremidades limitadas pelo tamanho máximo de acumulação esperada de aproximadamente 288Mm³, e pelo tamanho mínimo de 1Mm³ (Figura 57), antes do ajuste por conta da área exaurida. Após este ajuste, o resultado é uma FSD um pouco diferente (Figura 58), em que o tamanho máximo é ajustado para aproximadamente 283Mm³.

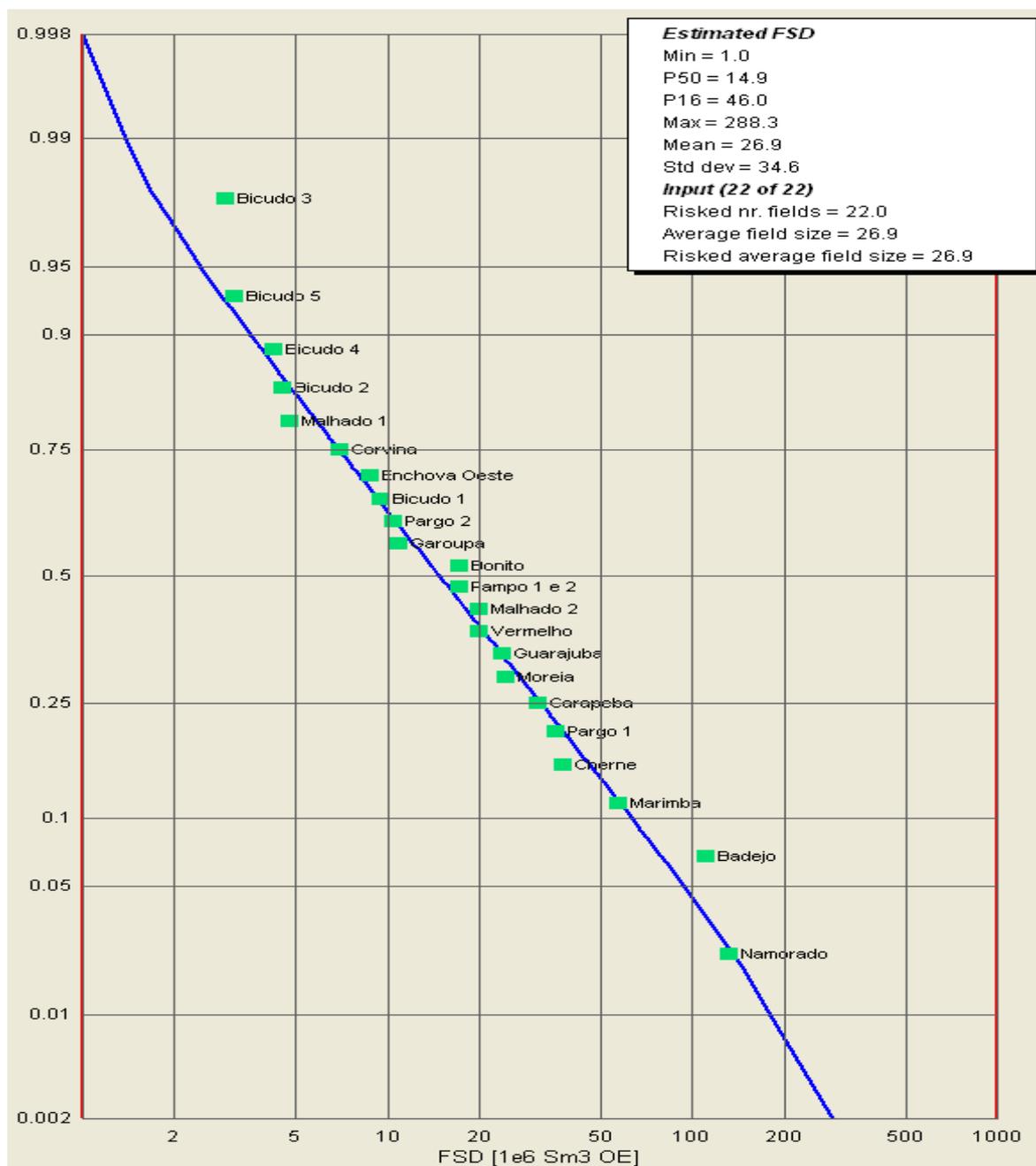


Figura 57 - Parte da tela do GeoX mostrando o resultado para a curva de FSD, antes do ajuste por conta da área exaurida: o tamanho mínimo é de 1Mm³ e o tamanho máximo é de aproximadamente 288Mm³

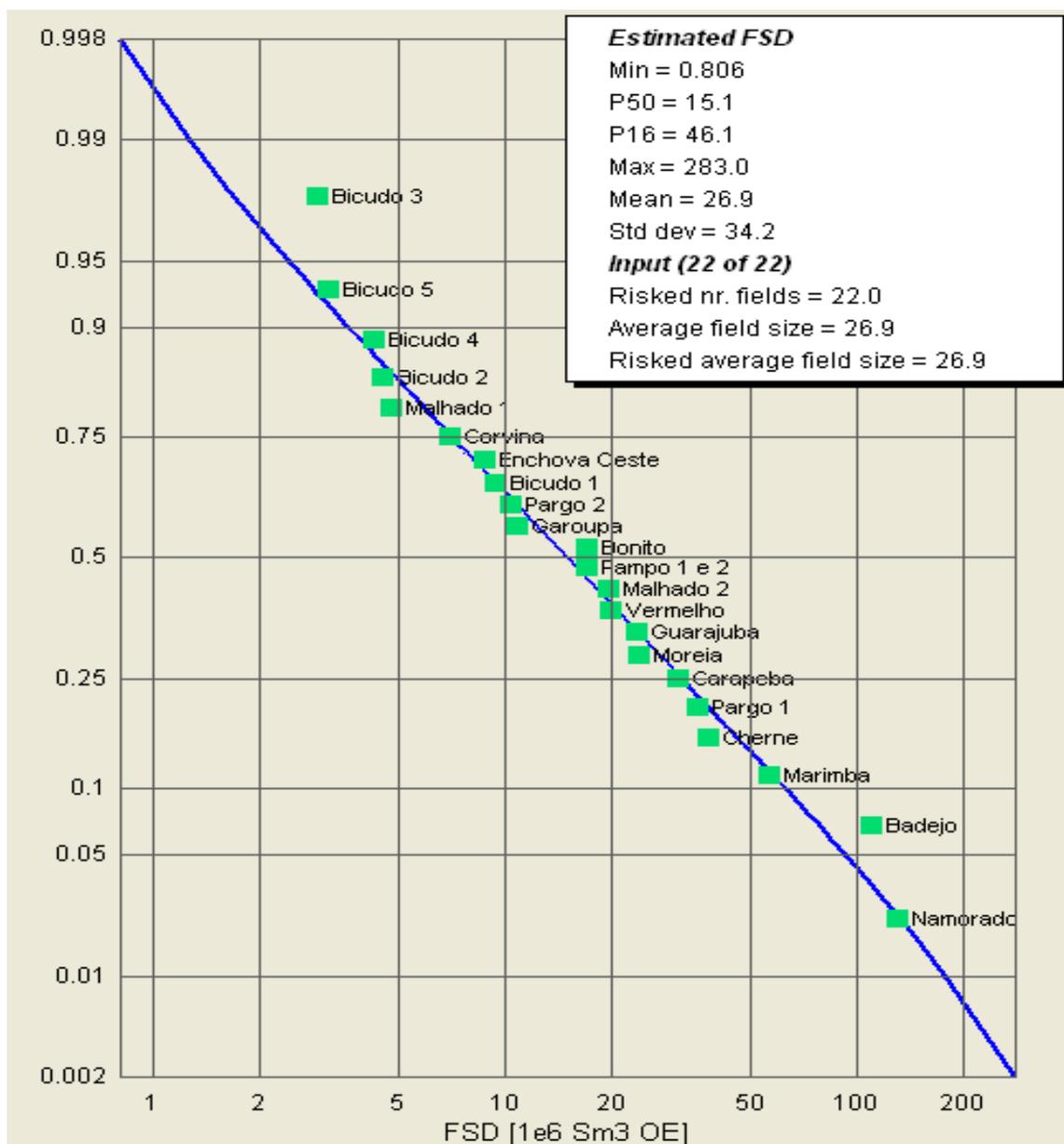


Figura 58 - Parte da tela do GeoX mostrando o resultado para a curva de FSD, depois do ajuste por conta da área exaurida: o tamanho mínimo é de 1Mm³ e o tamanho máximo é de aproximadamente 283Mm³

Da curva de FSD é possível obter as probabilidades de que campos com determinados tamanhos mínimos ainda sejam descobertos. Para o nível de probabilidade de F10, haverá campos com 56,9Mm³; e para o nível de F90, haverá campos com 4,2Mm³ (Figura 59). A distribuição dos tamanhos dos campos esperados foi reduzida com o ajuste por conta da área exaurida, já que esse cálculo levava em conta uma área maior, que permitia maior incerteza para esse parâmetro. Os exploracionistas que tiverem que decidir se esforços exploratórios futuros serão compensadores, poderão se basear nas probabilidades de descoberta de campos

de determinados tamanhos, que se enquadrem nos parâmetros e perfis exploratórios de suas empresas, e assim subsidiar suas decisões de investimentos.

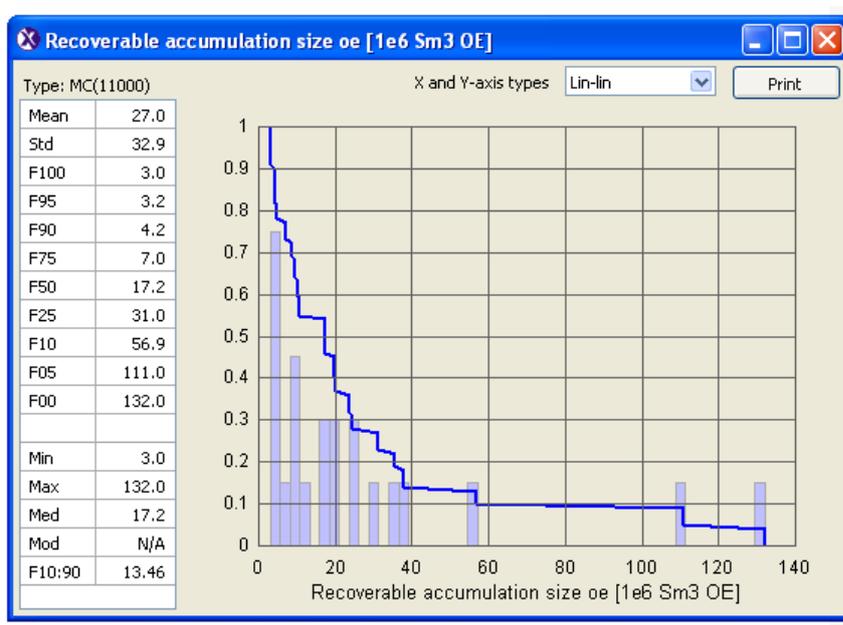


Figura 59 - Parte da tela do GeoX que mostra como os tamanhos de campos esperados estão distribuídos

Em relação aos valores correspondentes às acumulações de óleo e gás que ainda poderão ser descobertas nessa área, o GeoX produz um gráfico com uma curva mostrando o total de acumulações a ser descobertas (volumes), esperadas dentro de cada nível de probabilidade. Para os níveis F10, F50 e F90, são esperadas novas descobertas de aproximadamente $2,8\text{Bm}^3$, $2,1\text{m}^3$, e $1,6\text{Bm}^3$, respectivamente (Figura 60), com o ajuste para levar em conta a área exaurida. Tampouco neste caso houve grandes diferenças por conta desse ajuste, já que os respectivos valores antes desse ajuste, como indicados na Tabela 3, eram de aproximadamente $3,3\text{Bm}^3$, $2,5\text{m}^3$, e $1,7\text{Bm}^3$.

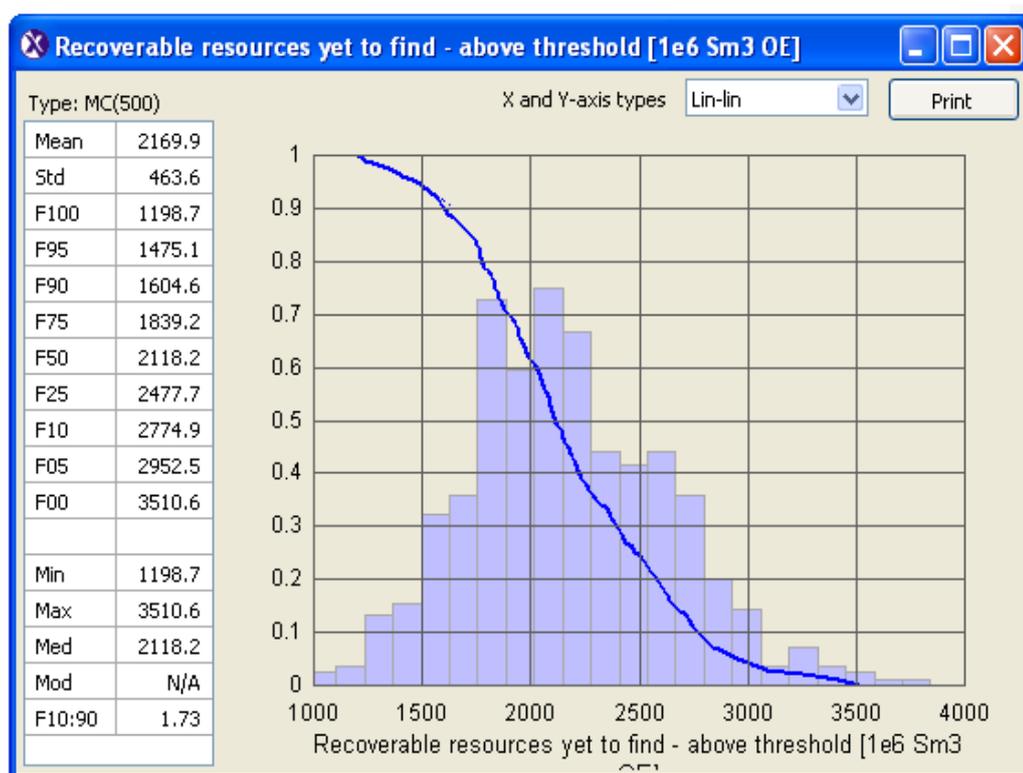


Figura 60 - Gráfico gerado pelo GeoX, mostrando os volumes de acumulações totais a serem descobertas, esperadas para cada nível de probabilidade – para o nível de probabilidade de F10, o volume total esperado é de 2,77Bm³

Quanto ao número de acumulações a serem descobertas, o GeoX apresenta um gráfico com uma curva mostrando o número dessas acumulações na área investigada, com probabilidades associadas. Para cada nível de probabilidade, o número de campos novos a ser descobertos é igual ao número total menos o número de campos efetivamente descobertos. Alternativamente, o GeoX pode apresentar um gráfico mostrando o número total de campos, em vez do número remanescente. O gráfico do número de acumulações a descobrir indica que os números de campos a serem descobertos na área de investigação, para os níveis F10, F50 e F90, são 99, 79 e 58,5, respectivamente (Figura 61), correspondendo aos números totais de campos existentes de 122, 102 e 81,5, respectivamente (conforme mostrado na Tabela 3).

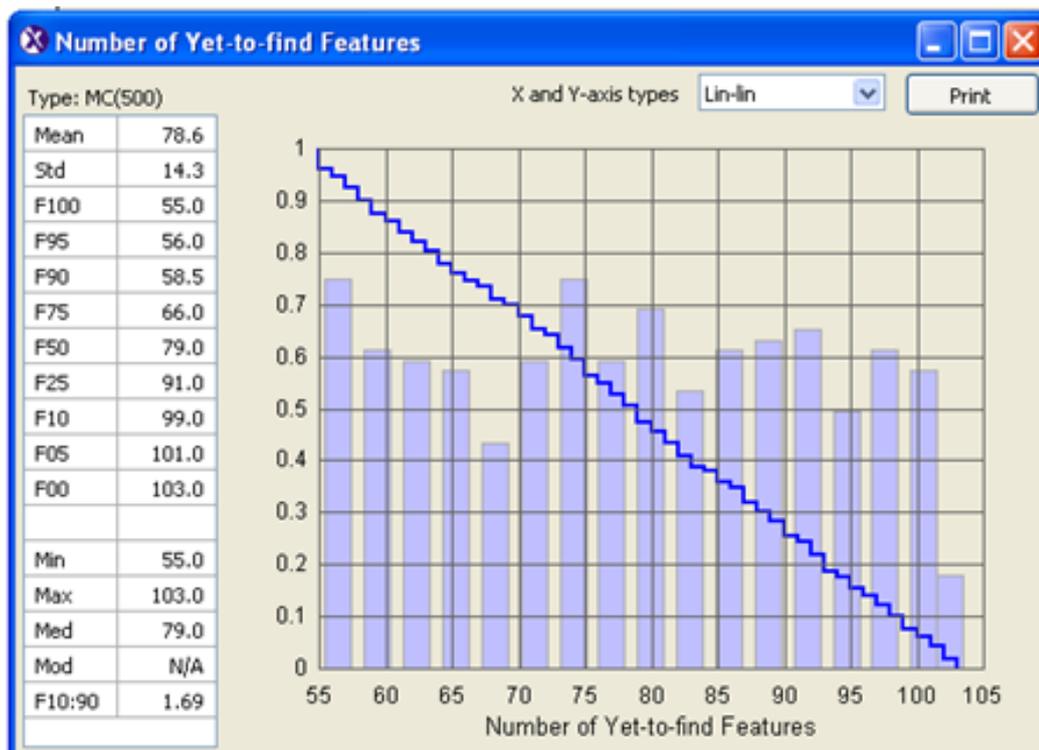


Figura 61 - Gráfico gerado pelo GeoX, mostrando o número de acumulações a serem descobertas na área investigada, para cada nível de probabilidade – para o nível de probabilidade de F10, há 99 campos a serem descobertos

A distribuição dos tamanhos desses campos a serem descobertos é dada pela curva de FSD, de onde foram feitas simulações Monte Carlo para determinar os valores correspondentes ao volume de cada um desses campos sugeridos como existentes, de acordo com sua posição nessa curva. Uma tabela é montada, mostrando os tamanhos de cada campo esperado, cuja primeira tela pode ser vista na Figura 62. Na tabela há 124 linhas, correspondentes ao número total máximo de campos esperados, incluindo aqueles já descobertos, os quais são indicados na sua devida posição na tabela.

Contents of Size by rank

Accumulation [1e6 Sm3 OE]	Dist.type	Mean	Std...	P90	P50	P10
1	MC(500)	197.5	53.3	129.1	196.4	268.7
2	MC(500)	149.0	43.1	98.5	141.7	214.6
3	MC(1)	132.0	0.0	132.0	132.0	132.0
4	MC(500)	122.7	33.0	81.9	119.0	167.1
5	MC(1)	111.0	0.0	111.0	111.0	111.0
6	MC(500)	107.1	28.1	72.5	104.7	148.1
7	MC(500)	94.7	24.3	65.9	92.3	127.6
8	MC(500)	84.7	21.1	59.5	82.5	113.2
9	MC(500)	76.9	19.0	53.1	74.5	103.3
10	MC(500)	71.0	17.2	50.9	68.6	94.9
11	MC(500)	65.9	15.9	48.0	64.1	88.0
12	MC(500)	61.2	14.3	44.1	59.0	81.2
13	MC(500)	57.6	13.5	41.4	56.5	75.4
14	MC(1)	56.9	0.0	56.9	56.9	56.9
15	MC(500)	54.2	12.6	39.3	53.1	71.0
16	MC(500)	51.1	11.7	37.1	50.3	66.7
17	MC(500)	48.2	10.9	35.0	47.3	62.1
18	MC(500)	45.7	10.1	33.5	45.0	58.5
19	MC(500)	43.3	9.7	31.9	42.6	55.4
20	MC(500)	41.2	9.3	30.2	40.4	53.1
21	MC(500)	39.3	9.0	28.3	38.6	50.8
22	MC(1)	37.8	0.0	37.8	37.8	37.8
23	MC(500)	37.6	8.7	27.0	36.6	48.7
24	MC(500)	35.9	8.3	25.1	35.2	46.6
25	MC(1)	35.7	0.0	35.7	35.7	35.7
26	MC(500)	34.4	7.9	24.3	34.2	44.8
27	MC(500)	32.9	7.6	23.1	32.4	43.4
28	MC(500)	31.6	7.4	22.2	31.1	41.9
29	MC(1)	31.0	0.0	31.0	31.0	31.0
30	MC(500)	30.3	7.0	21.6	30.0	39.8
31	MC(500)	29.1	6.8	20.4	28.8	37.9
32	MC(500)	28.1	6.6	19.8	27.6	36.8
33	MC(500)	27.1	6.5	19.2	26.6	35.5
34	MC(500)	26.1	6.2	18.4	25.5	34.1
35	MC(500)	25.1	6.1	17.6	24.7	32.6
36	MC(1)	24.3	0.0	24.3	24.3	24.3
37	MC(500)	24.2	5.9	16.7	23.7	32.0
38	MC(1)	23.9	0.0	23.9	23.9	23.9
39	MC(500)	23.4	5.8	16.2	23.1	30.9
40	MC(500)	22.6	5.7	15.6	22.2	29.8
41	MC(500)	21.9	5.5	15.0	21.5	29.1
42	MC(500)	21.1	5.4	14.3	20.9	28.2

Figura 62 - Tela do GeoX, mostrando a tabela gerada através de simulações Monte Carlo, com o tamanho de cada campo esperado (há 124 linhas na tabela)

Dessa tabela, é montado um gráfico mostrando os tamanhos dos campos descobertos, junto com os pontos correspondentes aos campos que ainda se espera descobrir (Figura 63). Esta é uma reprodução da Figura 55, mostrando os pontos onde ainda não há descobertas, justamente onde novas descobertas seriam esperadas.

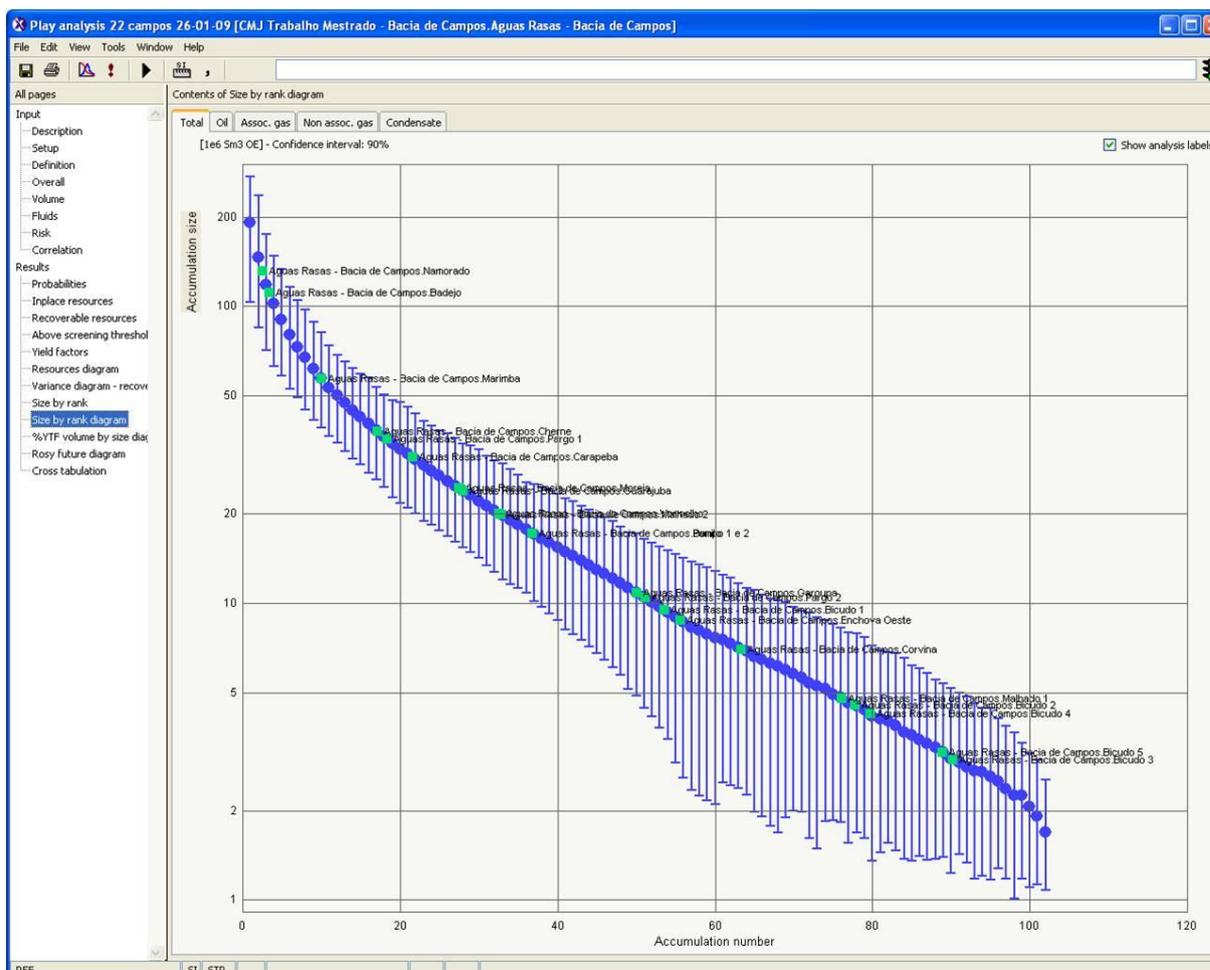


Figura 63 - Tela do GeoX, onde os campos que ainda podem ser descobertos são representados pelos pontos na curva, não preenchidos por descobertas

Finalmente, é construído um gráfico chamado de *rosy future*, ou futuro otimista, onde é mostrada a provável evolução das descobertas que serão realizadas na área de investigação (Figura 64). Esta é a representação mais importante para os exploracionistas que deverão avaliar a continuidade de possíveis campanhas exploratórias na área investigada, pois apresenta os resultados prováveis, dados novos esforços exploratórios na área. Como a área de investigação desta pesquisa não utilizou todos os campos sabidamente descobertos como dados de entrada para a metodologia utilizada, o resultado sugere que as águas rasas na Bacia de Campos ainda não são exploratoriamente maduras. Dessa forma, o gráfico *rosy future* segue a mesma linha, e mostra que ainda há muitas descobertas e grandes volumes a serem descobertos nessa área, em relação às descobertas e volumes já encontrados. Por isso a região rosa é relativamente grande em relação à porção que representa o histórico exploratório passado dessa área.

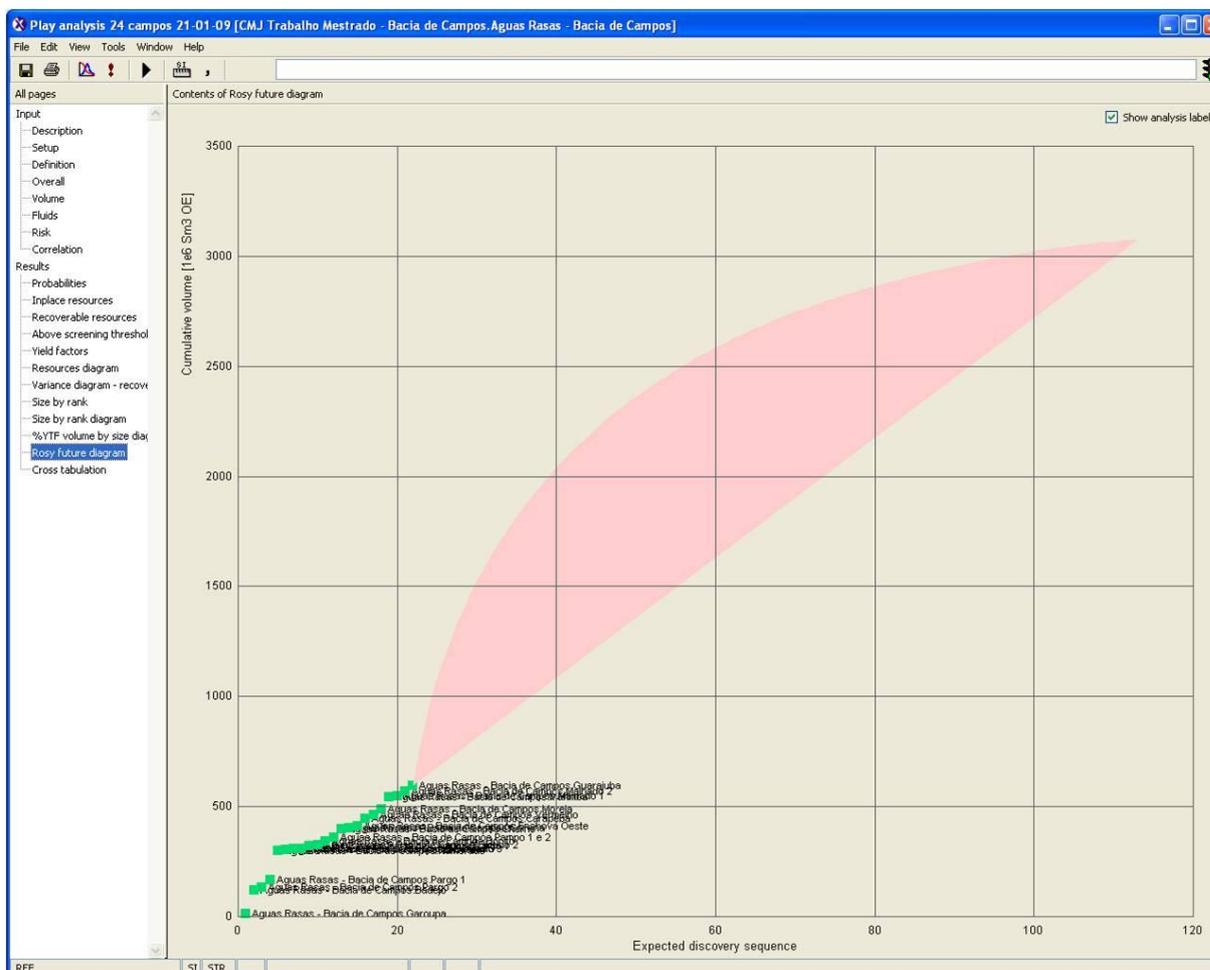


Figura 64 - Tela do GeoX, chamada de *Rosy Future*, mostrando o resultado provável de novos esforços exploratórios na área investigada. Como a área não foi considerada madura, a região cor de rosa é relativamente grande em relação ao histórico exploratório passado

A metodologia sugerida, aplicada às águas rasas da Bacia de Campos, apresenta um quadro bastante otimista, cujas implicações podem ser muito importantes para o futuro das campanhas exploratórias nessa área. Ainda assim, há de se levar em conta que essa avaliação pode ter sido demasiadamente otimista, pois não foram consideradas muitas das descobertas realizadas nessa área, o que teria feito com que essa área fosse considerada mais madura, e conseqüentemente a região rosa seria menor (resultados menos otimistas).

Observando os resultados à luz do que se sabe hoje sobre as diversas descobertas adicionais que foram feitas nessa área, muitas delas poderiam se inserir perfeitamente nas projeções geradas pela metodologia, considerando-as como

descobertas posteriores, previstas pelas projeções realizadas antes dessas descobertas.

De todas formas, fica claro que a metodologia sugerida pôde ser tecnicamente aplicada com êxito, o que respalda a proposta e objetivo desta pesquisa.

6.3. Perspectivas para Aplicação da Metodologia de Modelagem Estocástica e Ajuste por Área Exaurida, em Outras Áreas

Estudos semelhantes ao realizado nesta pesquisa poderiam apontar para o potencial de descoberta de acumulações de diversos tamanhos, se focados em outras áreas exploratórias que apresentem uma experiência exploratória prévia, suficiente para dar confiabilidade aos resultados do estudo, mas que não fossem classificadas como exploratoriamente demasiadamente maduras. Mesmo nos casos de áreas consideradas exploratoriamente maduras, ou seja, onde a indústria já não tem muito interesse em realizar novos esforços exploratórios, a metodologia de avaliação de *yet-to-find-oil* poderia confirmar essa situação, ou mesmo indicar a possibilidade de pelo menos algumas novas descobertas, ainda que de tamanhos menores, como seria de se esperar no caso de áreas extensamente exploradas.

Como vimos na descrição dos módulos de ciclo completo das ferramentas de modelagem do processo exploratório de ciclo completo, há condicionantes e parâmetros não geológicos, que podem ser importantes na determinação da viabilidade econômico-financeira de transformar essas acumulações em campos produtores viáveis. Dessa forma, é possível que um estudo que aplique a metodologia de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida, no contexto de uma avaliação de ciclo completo, com ferramentas como o GeoX, poderia resultar em oportunidades atrativas de novos negócios. Em particular, esse seria o caso se mesmo pequenas acumulações que tenham sido ignoradas pelos exploracionistas, fossem indicadas como prováveis descobertas futuras, com relativamente poucos esforços exploratórios adicionais, ou em áreas onde sua exploração fosse relativamente barata, ajudando a transformar essas descobertas esperadas em projetos produtivos viáveis.

7. Conclusões e Etapas Futuras

7.1. Conclusões

Com relação à maturidade exploratória das águas rasas da Bacia de Campos, o GeoX produziu um gráfico de *Discovery Sequence* que não apresenta uma acentuada redução de inclinação (Figura 56). Dessa forma, a conclusão em relação ao estágio de maturidade dessa área é que ela ainda não é muito madura. Isso sugere que esse *play* ainda se encontra no estágio exploratório onde novos esforços exploratórios (poços perfurados) estão sendo muito produtivos.

Em relação aos valores correspondentes às acumulações de óleo e gás que ainda poderão ser descobertas nessa área, a metodologia utilizada, através do GeoX, sugere níveis significativos de descobertas de acumulações totais adicionais. Para os níveis de probabilidade F10, F50 e F90, são esperadas novas descobertas de aproximadamente 2,8Bm³, 2,1Bm³, e 1,6Bm³, respectivamente (Figura 60). Os valores referentes às acumulações de óleo e gás que ainda poderão ser descobertas não variaram muito por conta do ajuste para levar em conta a área exaurida (Tabela 3). Isto é um reflexo da pouca maturidade exploratória apontada para esse *play*.

Em relação aos tamanhos dos campos que ainda poderão ser descobertos, após o ajuste por conta da área exaurida, foram indicados tamanhos esperados para os níveis de probabilidade de F10, F50 e F90, de aproximadamente 56,9Mm³, 17,2Mm³, e 4,2Mm³, respectivamente, conforme ilustrado na Figura 59.

Como visto na representação “*rosy future*” (Figura 64), a metodologia de modelagem estocástica e ajuste por área exaurida, sugerida nesta pesquisa e aplicada à região de águas rasas da Bacia de Campos, apresenta um quadro bastante otimista. Suas implicações podem ser muito importantes para o futuro das campanhas exploratórias nessa área, e para as perspectivas de aplicação dessa metodologia em outras áreas. Ainda assim, há de se levar em conta que a avaliação realizada nas águas rasas da Bacia de Campos pode ter sido demasiadamente otimista, pois não foram

consideradas muitas das descobertas nessa área, o que teria feito com que ela fosse considerada mais madura, e conseqüentemente menos atrativa.

7.2. Etapas Futuras

Os resultados da presente pesquisa destacaram o potencial de poder identificar novas descobertas de reservas de petróleo e gás na área de águas rasas (menos de 400m) na Bacia de Campos, com as respectivas probabilidades associadas para acumulações de diversos tamanhos (classes de tamanho de acumulações).

Um importante fator que não foi considerado nesta pesquisa foi a influência da delimitação da área investigada para levar em conta determinadas áreas geologicamente favoráveis à exploração, dentro da área de águas rasas da Bacia de Campos. Uma sugestão para estudos posteriores é a utilização de uma área de calibração correspondente apenas, por exemplo, à área da AU Carbonatos do Cretáceo (definida no WA2000 como AU 60350102), que resida dentro da área de águas rasas da Bacia de Campos, permitindo, assim, não apenas uma comparação mais próxima e atualizada em relação às previsões do WA2000, como uma avaliação das perspectivas referentes a novas descobertas em uma região com características geologicamente mais homogêneas. Outra AU que reside em grande parte dentro da região de águas rasas da Bacia de Campos é a AU Turbiditos do Cretáceo Superior/Terciário (definida no WA2000 como AU 60350101).

Uma aplicação da metodologia utilizada nesta pesquisa, nas áreas dos *trends* geológicos mostrados na Figura 39, por exemplo, permitiria obter resultados diretamente utilizáveis por exploracionistas, pois já estaria sendo considerada apenas uma área com características geológicas similares, onde esforços exploratórios (novos poços) teriam perfis técnicos e de custos semelhantes, e os resultados estariam baseados em aspectos de favorabilidade geológica mais homogêneos, além de reduzir significativamente a área compreendida, facilitando decisões sobre localização de novos poços.

Como na área estudada foram apontadas perspectivas de descobertas de campos significativos, assim como de acumulações totais significativas, está aberto o

caminho para um melhor aproveitamento das reservas da Bacia de Campos. Considerando que as conclusões da presente pesquisa foram obtidas apenas utilizando dados parciais sobre as descobertas na Bacia de Campos, seria aconselhável que estudos posteriores obtivessem as informações restantes, e as utilizassem para aprimorar as conclusões sobre o verdadeiro potencial de descobertas adicionais nas águas rasas da Bacia de Campos.

É justamente neste sentido que novos estudos mais completos, possivelmente com o apoio da ANP e da Petrobras, detentoras de informações mais completas, seriam úteis. Fazendo uso de todas as informações disponíveis sobre as descobertas, o mesmo tipo de metodologia sugerida nesta pesquisa poderia resultar em uma análise mais completa, atualizada e realista, em relação ao verdadeiro potencial de novas descobertas de diferentes tamanhos de acumulações nas áreas onde a metodologia fosse aplicada.

Apesar da sugestão de novos estudos em regiões geologicamente mais homogêneas, na Bacia de Campos, há muitas áreas no Brasil com potencial petrolífero comprovado, *onshore* assim como *offshore*, representadas por bacias com amplo e longo histórico exploratório. Seria interessante aplicar a metodologia utilizada, nessas áreas também, e determinar seu provável estágio de maturidade exploratória, como passo inicial, antes de focar estudos em áreas específicas dessas bacias. Em alguns casos de bacias terrestres, o histórico exploratório se estende por mais de cinquenta anos, e nem por isso essas áreas devem necessariamente ser consideradas exploratoriamente maduras ao ponto de não merecer mais esforços exploratórios. Estudos focados nessas áreas poderiam esclarecer essa situação, e situar as perspectivas de novas descobertas nessas áreas, dentro do contexto dos objetivos da política energética nacional, permitindo que seja seguida uma política integrada e coerente para o aproveitamento geral dos recursos petrolíferos nacionais.

Nos casos em que a indústria já não parece ter tanto interesse em realizar novos esforços exploratórios, a metodologia de avaliação de *yet-to-find-oil* poderia confirmar se essa decisão está embasada em perspectivas exploratórias que as justificam, ou mesmo indicar a possibilidade de pelo menos algumas novas

descobertas viáveis, ainda que de tamanhos menores, como seria de se esperar no caso de áreas que foram extensamente exploradas através dos anos.

Dadas as condicionantes e os parâmetros não geológicos que podem ser importantes na determinação da viabilidade econômico-financeira da transformação de acumulações existentes em campos produtores, é possível que uma avaliação de ciclo completo, com ferramentas como o GeoX, possa apontar para oportunidades atrativas de novos negócios. Em particular, esse seria o caso se mesmo pequenas acumulações que tenham sido ignoradas pelos exploracionistas, fossem indicadas como prováveis descobertas futuras, cujas descobertas se dariam com apenas relativamente poucos esforços exploratórios adicionais, ou se essas acumulações estivessem localizadas em áreas onde sua exploração fosse relativamente barata, ajudando a transformar essas descobertas esperadas em projetos produtivos viáveis.

As perspectivas de novas descobertas em áreas exploratórias consideradas maduras estão revestidas de significado estratégico, pois representariam um aproveitamento de acumulações atualmente ignoradas ou tidas como inviáveis. Como no caso das águas rasas da Bacia de Campos, as acumulações localizadas em áreas que exigem um menor nível de sofisticação tecnológica para sua exploração, ou menores custos durante o ciclo de vida inteiro de sua exploração, podem ser “achados” valiosos e particularmente atrativos para certos *players* menores, da indústria do petróleo.

Referências Bibliográficas

Almeida, J. A. Use of geostatistical models to improve reservoir description and flow simulation in heterogeneous oil fields, tese de doutorado, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 1999.

Andriotti, J. L. S. Fundamentos de estatística e geoestatística. Editora Unisinos, São Leopoldo. 2003.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Banco de Dados de Exploração e Produção, 2008. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br/index.jsp#>, acessado em 02-12-08.

Arps, J. J., Roberts, T. G. Economics of drilling for Cretaceous oil in east flank of Denver-Julesberg Basin. AAPG Bulletin, v. 42, n. 11, p. 2549-2566, 1958.

Bettini, C. Forecasting populations of undiscovered oil fields with the log-Pareto distribution, tese de doutorado, Stanford University, 1987.

Boyd, D. T. Evaluation Volumetrics, GEOL 4233 Class Notes. Oklahoma Geological Survey, 2008.

Cainelli, C., Mohriak, W. U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin, Episodes, v. 2, n. 3, Sep. 1999.

Caluyong, S. P. Resource assessment using GeoX: The Philippine DOE Experience. Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (CCOP), 2006, disponível em: <http://www.ccop.or.th/projects/PPM.html>, acessado em 20-11-2007.

Câmara, G., Davis, C., Monteiro, A. M. V. Introdução à Ciência da Geoinformação. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Ministério da Ciência e Tecnologia, Publicação INPE-10506-RPQ/249, São Jose dos Campos, SP, 2001.

Câmara, G. et al. Anatomia de Sistemas de Informação Geográfica. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Ministério da Ciência e Tecnologia, Publicação INPE-11454-RPE/770, São Jose dos Campos, SP, 1996.

Campbell, C. J. Peak Oil: An Outlook on Crude Oil Depletion. MBendi Information Services, disponível em <http://www.mbendi.com/indy/oilg/p0070.htm>, acessado em 19-01-09. 2002.

Camponogara, E. Notas de Aula, DAS-5341 - Métodos Monte Carlo, UFSC, jun 2004. Disponível em http://www.das.ufsc.br/~camponog/Disciplinas/DAS-5341/Slides/RL_Talk_5.pdf, acessado em 19-01-09.

Cartwright, G. L. Applying modern portfolio theory in the upstream oil and gas sector. Oil&Gas Financial Journal, v. 4, n. 10, Oct 2007.

Challa, K., Subrahmaniam, M. G. Uncertainty in the oil and gas exploratory process: a framework for analysis and economic estimation. Sloan School of Management, MIT, Cambridge, MA. 1974.

Charpentier, R. R., Klett, T. R. Monte Carlo Simulation Method. In: U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000, U.S. Geological Survey Digital Data Series 60, 2002.

Chaves, H. A. F. A matemática aplicada à geologia, Boletim Técnico da Petrobras, v. 16, n. 1-2, p. 3-15, Jan/Jun 1973.

Chaves, H. A. F. Characteristic Analysis as an Oil Exploration Tool. In: Computers in geology---25 years of progress. Oxford International Association for Mathematical Geology Studies In Mathematical Geology, Oxford University Press, Inc., p. 99-112, 1993.

Chaves, H. A. F. et al. Análise do Histórico das Perfurações e Descobertas – Bacia de Sergipe/Alagoas (Terra e Mar) – Previsão de Novas Descobertas, CENPES/DIVEX, 1984a.

Chaves, H. A. F. et al. Aplicação do conceito de área exaurida à Bacia de Campos, CENPES-485, CENPES/DIVEX, mar. 1984b.

Chaves, H. A. F., Dourado, J. D. De A., Maia, P. N. A Nova Classificação Recomendada pela ONU para os Conceitos de Reserva e Recursos em Petróleo e Energia. In: XLIII Congresso Brasileiro de Geologia, 2006, Aracaju, SE. Anais do 43 Congresso Brasileiro de Geologia, Salvador, BA, Sociedade Brasileira de Geologia, 2006.

Chaves, H. A. F., Lewis, M. E. From Data Gathering to Resources Assessment: A Holistic View of Petroleum Geology. Nonrenewable Resources, v. 3, n. 1, Spring 1994.

Chen, Z., Osadetz, K. G. Undiscovered Petroleum Accumulation Mapping Using Model-Based Stochastic Simulation. Mathematical Geology, v. 38, n. 1, Jan 2006.

Chripim, S. J. Análise de Risco de Sistemas Petrolíferos: Chances Exploratórias na Bacia de Santos, tese de doutorado, Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2005.

CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. Mapoteca, 2008. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/>, acessado em 02-12-08.

Divi, R. S. Conditional Field-Size Distributions for Petroleum Play Analysis in the Arabian Gulf Region. SCRA Conference, Institute of Engineering and Technology, FIM XI, Lucknow, India, December 27-29, 2004

Doré, A. G., Sinding Larsen, R. Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources. Editora Elsevier Science B. V., Netherlands, 199p. (Norwegian Petroleum Society, Special Publication Number 6) 1996.

Dourado, J. D. A. Risco e Oportunidades na Exploração de Petróleo no Brasil e Atlântico Sul, tese de doutorado, Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2007.

Dow, W. G. Application of Oil-Correlation and Source-Rock Data to Exploration in Williston Basin. AAPG Bulletin, v. 58, n. 7, p. 1253-1262, Jul. 1974.

Drew, L. J. Oil and Gas Forecasting: Reflections of a Petroleum Geologist. Oxford University Press, New York. 1990.

Drew, L. J., Attanasi, E. D., Schuenemeyer, J. H. Observed oil and gas field size distributions: A consequence of the discovery process and prices of oil and gas. Mathematical Geology, v. 20, n. 8, Nov 1988.

Drew, J. H., Schuenemeyer, J. H., Bawiec, W. J. Physical exhaustion maps of the Cretaceous "D-J" Sandstone stratigraphic interval of the Denver Basin. USDOE-USGS, Map 1-1138. 1980.

Drew, L. J., Schuenemeyer, J. H., Root, D. H, Attanasi, E. D. Petroleum-resource appraisal and discovery rate forecasting in partially explored regions. USGS Professional Paper 1138-A-C, 1980.

Fainstein, R. A geophysical tour in the South Atlantic. Western Geco Non-Exclusive Surveys, Offshore Brazil, 2002.

Fotheringham, A. S., Wegener, M. Spatial Models and GIS –New Potential and New Models. European Science Foundation, CRC Press, 1999.

Guardado, L. R. et al. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In M. R. Mello e B. J. Katz, eds., Petroleum systems of the South Atlantic margins: AAPG Memoir 73, p. 317-324, 2000.

Jones, C. M., Dourado, J. D. A., Chaves, H. A. F. The growth and dissemination of BEOR (biological enhanced oil recovery) and its associated technologies. II Brazilian Symposium on Petroleum Biotechnology, Natal, RN, 13-17 Novembro, 2006.

Jones, C. M. A Disseminação e o Aumento da Aceitação dos Conceitos da Bio-Aumentação. Anais, 6ª Conferência Latino-Americana sobre Meio Ambiente e Responsabilidade Social, 18-21 set 2006, Belo Horizonte, MG, 2006.

Jones, C. M. O Desenvolvimento, as Tendências e o Potencial Estratégico das Técnicas de MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery) na Indústria do Petróleo, dissertação de pós-graduação do Curso de Engenharia de Petróleo e Gás Natural, Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2007.

Jones, C. M., Dourado, J. D. A., Chaves, H. A. F. O Potencial Estratégico das Técnicas de MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery). Artigo 2834_08, Anais, Rio Oil & Gas 2008, Rio de Janeiro, Brasil, 15-18 Set. 2008. 2008.

Kraemer, G. B. Variabilidade espacial dos atributos do solo na delimitação das unidades de mapeamento. Dissertação de Mestrado, UFPR, Curitiba, 2007.

Kontorovich, A. E., Dyomin, V. I., Livshits, V. R. Size Distribution and Dynamics of Oil and Gas Field Discoveries in Petroleum Basins. AAPG Bulletin; v. 85; n. 9; p. 1609-1622, Sep 2001.

Laherrère, J. Distributions de type "fractal parabolique" dans la Nature. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Série II a: Sciences de la Terre et des Planètes, publié t. 322, Série IIa, n. 7, p. 535-541, 4 Abr 1996.

Lee, P. J., Gill, D. Comparison of discovery process methods for estimating undiscovered resources. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 47; n. 1, p. 19-30, Mar 1999.

Martins Junior, P. P., Hadad, R. M. Temas e Problemas em Geociências. Geoprocessamento e Tratamento de Imagens. In: II Workshop de Tratamento de Imagem, 2001, Belo Horizonte. Anais do II Workshop de Tratamento de Imagens, 2001.

Magoon, L. B., Dow, W. G. The Petroleum Systems – From source to trap. AAPG Memoir 60, p. 3-24, 1994.

Magoon, L. B., Schmoker, J. W. The Total Petroleum System - the natural fluid network that constrains the Assessment Unit. In: in U.S. Geological Survey Digital Data Series 60, USGS World Petroleum Assessment 2000. 2002.

Matheron, G. Principles of geostatistics. Economic Geology, El Paso, v. 58, p. 1246-66, 1963.

Matheron, G. Basics of applied geostatistics, Book Company "Mir", in Russian, Moscow, Russia, 1968.

Maybeck, P. S. Stochastic models, estimation, and control, Vol. 1. Academic Press, NY. 1979.

Meneley, R. A. et al. Resource assessment methodologies: Current status and future direction. AAPG Bulletin, v. 87, n. 4, p. 535-540, Apr. 2003.

Metropolis, N. The Beginning of the Monte Carlo Method. Los Alamos Science, Special Issue, p. 125-130, 1987.

Mohriak, W. U. et al. Petroleum geology of the Campos Basin, offshore Brazil, Geological Society, London, Special Publications; 1990; v. 50; p. 119-141, 1990.

Oliveira, P. H. D., Barros, N. R., dos Reis, S. G. Aplicabilidade do Método de Simulação de Monte Carlo na Previsão dos Custos de Produção de Companhias Industriais: o Caso Companhia Vale do Rio Doce. Anais, 7º Congresso USP Controladoria e Contabilidade, 26 e 27 de julho de 2007, São Paulo, SP. 2007.

Osadetz, K. G. et al. Mapping Undiscovered Resources – Basin Analysis and Models for Petroleum Resource Assessment. Rock the Foundation Convention, CSPG, Calgary, Canada, June 18-22, 2001.

Petro & Química. Fator 45 Praxap coordena desenvolvimento de tecnologias que viabilizam aumento do fator de recuperação em reservatórios. Petro & Química, v. 287, Ago. 2006.

Pillana, S. History of Monte Carlo Method. 2002. Disponível em <http://stud2.tuwien.ac.at/~e9527412/index.html>, acessado em 19-02-09.

Rangel, H. D. et al. Bacia de Campos. Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 203-217, 1994.

Rangel, H. D., Martins, C. C. Main exploratory compartments, Campos Basin, in Searching for oil and gas in the land of giants: Search, Rio de Janeiro, Schlumberger, p. 32–40, 1998.

Rodgers, M. Sudan Projected Oil Production and Revenues Summary. PFC Strategic Studies, Aug 2002, disponível em http://www.csis.org/media/csis/pubs/0208_SudanPFCDetail.pdf, acessado em 19-01-09.

Rose, P. R. 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, n. 1, p. 21–29, Jan. 2007.

Rostirolla, S. P. Alguns aspectos da avaliação da favorabilidade em geologia exploratória, Revista Brasileira de Geociências, v. 27, n. 4, p. 327-338, dez. 1997.

Schmoker, J. W., Klett, T. R. U.S. Geological Survey Assessment Model for Undiscovered Conventional Oil, Gas, and NGL Resources—The Seventh Approximation. In: U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000, U.S. Geological Survey Digital Data Series 60, 2002a.

Schmoker, J. W., Klett, T. R. Estimating Potential Reserve Growth of Known (Discovered) Fields: A Component of the USGS World Petroleum Assessment 2000. In: U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000, U.S. Geological Survey Digital Data Series 60, 2002b.

Schuenemeyer, J. H., Drew, L. J. An exploratory drilling exhaustion sequence plot program, Computers and Geosciences, v. 3, p. 617-631, 1977.

Schuenemeyer, J. H., Drew, L. J., Bawiec, W. J. A three-dimensional model to predict future oil discoveries in spatially connected multiple plays, *Mathematical Geology*, v. 12, n. 5, Oct. 1980.

Schuenemeyer, J. H., Bawiec, W. J., Drew, L. J. Computational methods for a three-dimensional model of the petroleum-discovery process, *Computers and Geosciences*, v. 6, n. 4, p. 323-360, 1980.

The Oil Drum. An Attempt to Apply the Parabolic Fractal Law to Saudi Arabia. *Drum Beat*, June 18, 2006. Disponível em: <http://www.theoil Drum.com/story/2006/6/13/214337/916>, acessado em 19-01-09.

White, D. A. Selecting and Assessing Plays. In: *The Business of Petroleum Exploration*, Ed: R. Steinmetz. *Treatise of Petroleum Geology*, E. A. Beaumont e N. H. Foster, Eds. AAPG, 1992.

Anexo 1 - Transcrição compilável do programa em FORTRAN, de Schuenemeyer e Drew (1977), para determinação da área de influência de um poço

```

IMPLICIT INTEGER (J-N)
INTEGER S(12), IER, IYST, NYRP(5)
DIMENSION BRI(6000), BRPH(6000), RI(100), RPH(100), NBA(100,100),
NBC(100,100), FMT(20), TITLE(10)
DIMENSION KSMX(2), EXHP(5), NTAR(4), KSM(2)
DATA INO/4HNO /, IYES/4HYES /, LHH/1HW/, LAS/1H*/, LBK/1H /, S/1H ,
1H-, 1H1, 1H2, 1H3, 1H4, 1H5, 1H6, 1H7, 1H8, 1H9, 1H*/, LBX/1HX/
DATA KSMX/2*0/, KSM/2*0/
LARED=6000
LARRY=LARED-10
NLASW=1
IHT=5
IR2=12
NPAS=0
IOTO=INO
HUND=100.
13 READ(5,6,END=2500)TITLE
6 FORMAT(10A4)
WRITE (6,7) TITLE
7 FORMAT(1H1/10X,7HTITLE -,1X,10A4/)
READ(5,8,END=2500)XMIN,XMAX,YMIN,YMAX
8 FORMAT(4F10,0)
READ(5,8)A,B,NTAPE,NPN
9 FORMAT(2F10,0,2I1)
IF(NTAPE,EQ,1) IOTO=IYES
AREA=A*B*3.14159265
WRITE (6,10) XMIN,XMAX,YMIN,YMAX,A,B,AREA,IOTO,NPN
10 FORMAT( //1X,19HAREA EXHAUSTED PLOT/3X/6HXMIN =,F9.1,2X,
6HXMAX =,F9.1/3X,6HYMIN =,F9.1,2X,6HYMAX =,F9.1//2X,12HELLIPSE SIZE/3X,
3HA =,F10.3,2X,3HB =,F10.3/3X,6HAREA =,F12.3//
2X,14HOUTPUT TAPE -,A4//2X,13HPLOT OPTION =, I2/)
IF(XMAX,LE,XMIN,OR,YMAX,LE,YMIN,OR,B,GT,A,OR,NPN,LE,0,OR,NPN,GT,3) STOP
IF(NPN,EQ,1) GOTO 15
READ(5,14)NPAS,(NYRP(I),I=1,NPAS)
14 FORMAT(16I5)
15 READ(5,16) FMT
16 FORMAT(20A4)
WRITE(6,1600)
1600 FORMAT(//2X,6HLEGEND/3X,15HPLOTTING SYMBOL, 5X,4HPROB//
8X,5HBLANK,12X,1H0/10X,1H-,9X,10HGT 0 - 0.1)
DO 1602 I=1,9
X1=FLOAT(I)*0.1
X2=FLOAT(I+1)*0.1
1602 WRITE(6,1603) I,X1,X2
1602 FORMAT(10X, I1,F13.1,2H -,F4,1)
WRITE(6,1604)
1604 FORMAT(10X,1H*,14X,1H1//)
DX=XMAX-XMIN
DY=YMAX-YMIN
SCALE= AMAX1(DX,DY)/HUND
TOTAR =DX*DY
A=A/SCALE
B=B/SCALE

```

```

IX=DX/SCALE
IY=DY/SCALE
TOTAS=TOTAR/(SCALE*SCALE)
PERCA=100./TOTAS
WRITE(6,1615) TOTAR,SCALE,DX,DY,IX,IY
1615  FORMAT(2X,13HPLOTTING DATA/3X,14HPLOTTED AREA =,F18.2/3X,
30HSCALE (UNITS/ CHAR AND LINE) =,F6.2/3X,7HDELTA X,F10.2/
3X,7HDELTA Y,F10.2/3X,12HSCALED UNITS/7X,18HX (CHAR PLOTTED) =,
I5/7X,19HY (LINES PLOTTED) =,I4/)
21    BA=B/A
      ARABI=0.318309886/(A*B)
      AREQ=A*B*3.14159265
      ASQ=A*A
      BSQ=B*B
      IEE=1
      GOTO (201,1910,1911),NPN
1910  NYRSS=NYRP(IEE)
1911  EXPT=NYRP(IEE)
201   DO 20 I=1,IY
      DO 20 J=1,IX
NBA(I,J)=LBK
20    NBC(I,J)=0
LAST=1
KBIG1=0
NPLB=0
IYRS=0
PHLP=0.0
PHIS=0
BRI(1)=.5
BRPH(1)=-.5
NWSK=1
32    IF(NPLB,EQ.1,AND,NPN,EQ.2) GOTO 29
READ(IHT,FMT,END=2500)ID,X,Y,NYR
IF(NYR=IYRS) 26,29,28
26    WRITE (6,27)ID, X,Y,NYR,IYRS
27    FORMAT(1X,15HWARNING SEQ ERR,1X,A4,2F10.2,I6,1X,9HOLD SEQ =,I6)
      GOTO 29
28    IF(NYR,GT,NYRSS,AND,NPN,EQ.2) GOTO 793
29    LCX=(X-XMIN)/SCALE + 0.5
      LRY=(YMAX=Y)/SCALE + 1.0
      NPLB=0
      NBDP=0
IF(LCX,LT,1,OR,LRY,LT,1,OR,LCX,GT,IX,OR,LRY,GT,IY)NBDP=1
IF(NBDP,EQ,1) GOTO 44
IF(NBA(LRY,LCX),NE,LHH) GOTO 42
KSM(1)=KSM(1)+1
KSMX(1)=KSMX(1)+1
PHTR =0,0
GOTO 564
42    NBAKM=NBA(LRY,LCX)
      IF(NBAKM,EQ,LAS) GOTO 43
      KBIGI=KBIG1+1
      IF(NBAKM,EQ,LBK) GOTO 43
JPN=NBC(LRY,LCX)
BRI(JPN)=-ABS(BRI(JPN))
NBC(LRY,LCX)=0
43    NBA(LRY,LCX)=LHH
44    XXC=LCX
YYR=LRY
IY2=YYR+A

```

```

IF(FLOAT(IY2),EQ,YYR+A)IY2=IY2-1
IY1=YYR-A+1.
IX2=XXC+A
IF(FLOAT(IX2),EQ,XXC+A)IX2=IX2-1
IX1=XXC-A+1,
IF(IX1,LT,1)IX1=1
IF(IX2,GT,IX)IX2=IX
IF(IY1,LT,1)IY1=1
IF(IY2,GT,IY)IY2=IY
IF(IX1,GT,IX2,OR,IY1,GT,IY2) GOTO 32
NTMP=NBDP+1
KSM(NTMP)=KSM(NTPM)+1
KSMX(NTMP)=KSMX(NTPM)+1
DO 85 K=IY1,IY2
DO 85M=IX1,IX2
NBAKM=NBA(K,M)
IF(NBAKM,EQ,LAS,OR,NBAKM,EQ,LHH) GOTO 85
H1=LCX-M
H2=LRY-K
DDSQ=H1*H1+H2*H2
IF(DDSQ,GE,ASQ) GOTO 85
IF(DDSQ,GT,BSQ) GOTO 55
IF(NBAKM,EQ,LBK) GOTO 50
JPN=NBC(K,M)
BRI(JPN)=-ABS(BRI(JPN))
NBC(K,M)=0
50   NBA(K,M)=LAS
KBIG1=KBIG1+1
GOTO 85
55   IF(NBAKM,EQ,LBK) GOTO 67
JPN=NBC(K,M)
KKT=1
57   RI(KKT)=BRI(JPN+KKT)
RPH(KKT)=BRPH(JPN+KKT)
KKT=KKT+1
IF(BRPH(JPN+KKT),GE,O,) GOTO 57
KKT=KKT-1
KKK=KKT
CALL PROB(DDSQ,ASQ,BSQ,KKK,H1,H2,RI,RPH,Z,BA)
III=Z*10.002+1.9999
NBA(K,M)=S(III)
IF(KKK,GT,KKT) GOTO 61
59   DO 60 I=1,KKK
      BRI(JPN+I)=RI(I)
60   BRPH(JPN+I)=RPH(I)
      IF(KKK,EQ,KKT) GOTO 85
      BRI(JPN+KKK+1)=-99
      BRPH(JPN+KKK+1)=-99
      GOTO 85
61   BRI(JPN)=-99,
      BRPH(JPN)=-99,
63   NBC(K,M)=LAST
      BRI(LAST)=K
      BRPH(LAST)=-M
      DO 62 I=1,KKK
        BRI(LAST+I)=RI(I)
62   BRPH(LAST+I) =RPH(I)
      LAST=LAST+KKK+1
      BRI(LAST)=.5
      BRPH(LAST)=-.5

```

```

        IF(LAST,LE,LARRY) GOTO 85
        IF(LAST,GT,LARED) GOTO 65
        NLASW=2
        GOTO 514
64      NLASW=1
        GOTO 85
65      WRITE(6,66)LAST,LARED
66      FORMAT(/1X/24HTHETA, PHI LIST TOO LONG,I6,3H GT,I6)
        STOP
67      KKK=0
CALL PROB (DDSQ,ASQ,BSQ,KKK,H1,H2,RI,RPH,Z,BA)
        III=Z*10.002+1.999
        NBA(K,M)=S(III)
        GOTO 63
85      CONTINUE
541     IM=1
IT=1
PHIT=0,0
PHIL=0,0
518     IF(BRI(IM),GE,O,) GOTO 550
520     IM=IM+1
        IF(BRPH(IM),GE,O,) GOTO 520
        GOTO 518
550     BRI(IT)=BRI(IM)
        BRPH(IT)=BRPH(IM)
        IF(BRPH(IT),GE,0,) GOTO 556
        IF(IM,EQ,LAST) GOTO 560
        IF(IT,EQ,IM) GOTO 552
        LR=BRI(IT)
        LC=-BRPH(IT)
        NBC(LR,LC)=IT
552     PHIT=PHIT+PHIL*0.3183099
        PHIL=0.
        GOTO 557
556     PHIL=PHIL+BRPH(IT)
557     IT=IT+1
        IM=IM+1
        GOTO 518
560     XBIG=KBIG1
        PHIT=PHIT+PHIL*0.3183099+XBIG
        LAST=IT
        GOTO (562,64),NLASW
562     PHIT=PHIT*PERCA
        IF( PHIT,GT,100.) PHIT=100,
563     PHTR=PHIT-PHIS
        IF(PHTR,LT,0.0) PHTR=0.0
        IF(PHTR,LE,AREQ) GOTO 564
        PHIT=PHIT+AREQ-PHTR
        PHTR=AREQ
564     IF(NTAPE,NE,1) GOTO 581
        WRITE(IR2,580)ID,X,Y,LCX,LR,Y,NBDP,NYR,PHTR,PHIT,KSMX
580     FORMAT(A4,2F10.2,2I3,I1,I4,2F6.2,2I4)
581     GOTO (793,593,592),NPN
592     IF(EXPT,GT,PHIS,AND,EXPT,LT,PHIT) GOTO 793
593     SHCM=PHIV
779     PHIS=PHIT
IYRS=NYR
GOTO 32
793     DHP=PHIT-PHIR
        IF(DPH,LT,1.0) GOTO 2510

```

```

      NPLB=1
WRITE(6,7)TITLE
      WRITE(6,587) (I,I=1,9)
587   FORMAT(/4X,9I10/4X,10(10H1234567890))
      DO 600 I=1,IY
      J=IY-I+1
600   WRITE(6,582)J,(NBA(I,K),K=1,IX),LBX
582   FORMAT(1X,I3,101A1)
      WRITE (6,5871) (I,I=1,9)
5871  FORMAT(4X,10(10H1234567890)/4X,9I10)
      WRITE (6,583)LAST
583   FORMAT(70X,23HLENGHT THETA,PHI ARRAY,I6)
      WRITE(6,2231) IYRS,DPH,PHIT,(KSM(J),KSMX(J),J=1,2)
2231  FORMAT(/3A,12HDATE/SEQ NUM,14,29X,15HNUMBER OF WELLS/
41X,6HWITHIN,16X,7HBOUNDRY/3X,18HAREA EXH,(PERCENT),2X,
10HCUMM, EXH,4X,14HCURRENT CUMM.,10X,14HCURRENT CUMM./
F13.2,F17.2,3X,2I8,8X,2I8)
PHLP=PHIT
KSM(1)=0
KSM(2)=0
GOTO (800, 2505),NWSK
800   IEE=IEE+1
      NYRSS=NYRP(IEE)
      EXPT=NYRP(IEE)
      GOTO 593
2500  IF(PHIT,LE,PHLP) STOP
      NWSK=2
      GOTO 793

2505  STOP
2510  WRITE(6,2511)
2511  FORMAT(/2X,76HCHANGE IN AREA EXHAUSTED SINCE LAST PLOT LESS
THAN 1 PERCENT, NO PLOT MADE./)
GOTO 800
END
SUBROUTINE PROB(DDSQ,ASQ,BSQ,KKK,H1,H2,RI,RPH,ZZ,BA)
INTEGER*2 KKK
DIMENSION RI(1),RPH(1)
DATA NSW1/0/
35   IF(H2 .NE. 0.0 ) GOTO 40
      THETA=1.570796
40   H3= H1/H2
      THETA = ATAN(H3)
45   PHI= ATAN( BA*SQRT((ASQ-DSSQ)/(DDSQ-BSQ)))
      XXT=PHI*2.
      HPI=THETA-PHI
      IF(RPI,LE,0.0)RPI=RPI+6.283185
      IF(RPI,GT,3.14159265)RPI=RPI-3.14159265
      KKK=KKK+1
      RI(KKK)=RPI
      RPH(KKK)=XXT
      PPI=RPI+XXT
      IF(PPI,LE,3.14159265) GOTO 390
IF(KKK,NE,1) GOTO 380
      RI(I)=0,
      RPH(1)=PPI-3.14159265
      RI(2)=RPI
      RPH(2)= 3.14159265 -RPI
      KKK=2
GOTO 60
380   DO381 I=2,KKK

```

```

      JJ=KKK-I+2
      RI(JJ)=RI(JJ-1)
381  RPH(JJ)=RPH(JJ-1)
      RI(1)=0,
      RPH(1)=PPI-3.14159265
      IA=1
      NSW1=1
      GO TO 403
390  IF(KKK,EQ,1) GO TO 60
374  DO 400 IQ=2,KKK
      IB=KKK-IQ+1
      IF(RPI,GE,RI(IB)) GO TO 402
      RI (IB+1)=RI(IB)
400  RPH(IB+1)=RPH(IB)
      IB=0
402  RI(IB+1)=RPI
      RPH(IB+1)=XXT
      IA=IB+1
403  PPI=RI(IA)+RPH(IA)
      IC=IA=1
405  IF(IC,GT,KKK) GO TO 430
      IF (PPI,LT,RI(IC)) GO TO 430
      IC=IC+1
      GO TO 405
430  IF(IA+1,EQ,IC) GO TO 440
      PPI=AMAX1(PPI,RI(IC-1)+RPH(IC-1))
      RPH(IA)=PPI-RI(IA)
440  IF(IA,EQ,1) GO TO 450
      PPI=RI(IA-1)+RPH(IA-1)
      IF(PPI,LT,RI(IA)) GO TO 450
      PPI=AMAX1(PPI,RI(IA)+RPH(IA))
      IA=IA-1
      RPH(IA)=PPI-RI(IA)
450  IAA=IA+1
      NKK=KKK-IC+1
      KKK=KKK-IC+IAA
      IF(NKK,EQ.0) GO TO 57
      DO 455 JJ=1,KK
      RI(IA+JJ)=RI(IC+JJ-1)
155  RPH(IA+JJ)=RPH(IC+JJ-1)
157  IF(NSW1,EQ.0) GO TO 60
      KKK=KKK+1
      XXT=3.14159265 - RPI
      NSW1=0
      GO TO 374
160  ZZ=0.
      DO 61 I=1,KKK
161  ZZ=ZZ+RPH(I)
      ZZ=ZZ+0.31809886
      RETURN
      END

```

Anexo 2 – Planilha com os dados do BDEP, na forma em que estão disponíveis (só primeira página)

Tabela BDEP.xls [Modo de Compatibilidade] - Microsoft Excel uso não comercial

POCO	NOME OPERA	API	OPERADORA	INICIO	CONCLUSAO	DIREITO	LOGS	PC	PASTA	LWD	SISMICA	AGP	DATUM	LATITUDE	LONGITUDE	RESULTADO
1A 0001 BA		20240001500	PETROBRAS	19410828	19420215	public			SIM				SAD-69	-12.793854	-38.435979	descobridor de campo com oleo
1AA 0001 RN		721000712200	PETROBRAS	19840121	19840129	public	2	SIM	SIM				SAD-69	4.917662	37.224268	seco sem indicios de petroleo
1AB 0001 BA		202200153900	PETROBRAS	19640112	19640221	public	2	SIM	SIM			SIM	SAD-69	9.987545	38.676167	seco sem indicios de petroleo
1AB 0001 PA		600300063100	PETROBRAS	19900618	19900716	public	11	SIM	SIM			SIM	SAD-69	3.579915	54.833109	seco sem indicios de petroleo
1AB 0001 SE		901200014800	PETROBRAS	19631014	19631017	public			SIM				SAD-69	11.052156	37.14493	abandonado por acidente mecanico
1AB 0001 SP		863000708300	PETROBRAS	19711004	19711101	public	3	SIM	SIM			SIM	SAD-69	22.778773	48.181738	seco sem indicios de petroleo
1AB 0001A SE		901200015200	PETROBRAS	19631111	19640830	public	8	SIM	SIM				SAD-69	11.052105	37.144901	abandonado por acidente mecanico
1AB 0002 SE		901200062300	PETROBRAS	19690808	19691022	public	15	SIM	SIM				SAD-69	11.053564	37.129251	seco sem indicios de petroleo
1ABV 0001D RN		721000514700	PETROBRAS	19970317	19970523	public	10	SIM	SIM			SIM	SAD-69	5.417849	37.643815	seco sem indicios de petroleo
1AC 0001 PA		600300008000	PETROBRAS	19540425	19550101	public	5	SIM	SIM			SIM	SAD-69	5.252083	54.974928	seco sem indicios de petroleo
1AD 0001 AM		140300004500	PETROBRAS	19580630	19580707	public			SIM			SIM	SAD-69	3.301692	57.087781	abandonado por acidente mecanico
1AD 0001A AM		140300005100	PETROBRAS	19580829	19581130	public	37	SIM	SIM			SIM	SAD-69	3.301692	57.087781	seco com indicios de oleo e gas
1AE 0001 RN		721000282300	PETROBRAS	19870425	19870517	public	12	SIM	SIM				SAD-69	5.220978	36.846883	seco sem indicios de petroleo
1AF 0001 PA		600500008700	PETROBRAS	19590929	19591212	public	4	SIM	SIM				SAD-69	-0.141113	50.172193	seco sem indicios de petroleo
1AG 0001 BA		202400020000	PETROBRAS	19500915	19510128	public	11	SIM	SIM			SIM	SAD-69	12.405293	38.365293	descobridor de campo com oleo
1AG 0001 SE		901200028500	PETROBRAS	19660420	19660717	public	7	SIM	SIM			SIM	SAD-69	10.686357	36.887758	descobridor de campo com oleo
1AG 0005 SE		901200109900	PETROBRAS	19770828	19771007	public	19	SIM	SIM				SAD-69	10.700868	36.875447	seco sem indicios de petroleo
1AGN 0001 SE		901200043900	PETROBRAS	19671010	19671119	public	5	SIM	SIM			SIM	SAD-69	10.660821	36.869853	seco sem indicios de petroleo
1AJ 0001 AM		140200045700	PETROBRAS	19820125	19820426	public	22	SIM	SIM			SIM	SAD-69	4.977152	66.444019	seco sem indicios de petroleo
1AJ 0001 BA		202400212300	PETROBRAS	19670522	19670825	public	13	SIM	SIM				SAD-69	12.247713	38.083323	seco com indicios de oleo e gas
1AJ 0002 BA		202400382600	PETROBRAS	19830307	19830317	public	5	SIM	SIM			SIM	SAD-69	12.256538	38.083194	descobridor de campo com gas
1AL 0001 BA		202400076000	PETROBRAS	19421012	19430118	public			SIM			SIM	SAD-69	12.503369	38.618217	seco sem indicios de petroleo
1AL 0001 RN		721000165600	PETROBRAS	19840110	19840116	public	1	SIM	SIM				SAD-69	5.538214	37.800119	seco sem indicios de petroleo
1AL 0002 AL		081150000200	PETROBRAS	19400924	19410802	public			SIM			SIM	SAD-69	9.638513	35.746719	abandonado por acidente mecanico
1AL 0002A AL		081150000400	PETROBRAS	19410828	19420214	public			SIM			SIM	SAD-69	9.638446	35.746675	seco sem indicios de petroleo
1AL 0003 AL		081150000300	PETROBRAS	19410228	19410513	public			SIM			SIM	SAD-69	9.651677	35.754614	seco sem indicios de petroleo
1AL 0004 AL		081150000700	PETROBRAS	19420412	19421112	public	2		SIM			SIM	SAD-69	9.61688	35.767595	seco sem indicios de petroleo
1AL 0005 AL		081150000500	PETROBRAS	19410821	19420303	public			SIM			SIM	SAD-69	9.665584	35.691975	seco sem indicios de petroleo
1AL 0006 AL		081150000600	PETROBRAS	19420321	19421105	public	2		SIM			SIM	SAD-69	9.574921	35.655517	seco sem indicios de petroleo
1ALC 0001 RN		721000167700	PETROBRAS	19840204	19840227	public	3	SIM	SIM				SAD-69	5.513027	37.418517	produtor subcomercial de gas
1ALG 0001 RN		721000431600	PETROBRAS	19930613	19930709	public	13	SIM	SIM				SAD-69	5.050863	36.907562	descobridor de campo com oleo
1ALG 0001 SE		901200078800	PETROBRAS	19720305	19720406	public	6	SIM	SIM				SAD-69	10.622201	36.748991	produtor subcomercial de oleo
1ALS 0001 AL		081160152200	PETROBRAS	19700909	19700924	public	25	SIM	SIM			SIM	SAD-69	9.967269	35.910345	seco sem indicios de petroleo
1ALS 0002 AL		081160150300	PETROBRAS	19681119	19690224	public	28	SIM	SIM			SIM	SAD-69	9.712793	35.675409	seco sem indicios de petroleo
1ALS 0003 AL		081160156600	PETROBRAS	19721218	19730228	public	20	SIM	SIM			SIM	SAD-69	10.121197	35.9312	produtor subcomercial de oleo
1ALS 0004 AL		081160150900	PETROBRAS	19690822	19681111	public	16	SIM	SIM			SIM	SAD-69	10.423004	36.170559	seco sem indicios de petroleo
1ALS 0005 AL		081160158800	PETROBRAS	19740312	19740417	public			SIM				SAD-69	10.150677	35.933052	abandonado por acidente mecanico
1ALS 0005A AL		081160159400	PETROBRAS	19740329	19740513	public			SIM				SAD-69	10.151325	35.934212	abandonado por acidente mecanico
1ALS 0005B AL		081160164600	PETROBRAS	19760129	19760309	public	9	SIM	SIM				SAD-69	10.146011	35.928554	seco sem indicios de petroleo
1ALS 0006 AL		081160149600	PETROBRAS	19800520	19801005	public	31	SIM	SIM			SIM	SAD-69	9.594894	35.221022	seco sem indicios de petroleo
1ALS 0007 AL		081160159600	PETROBRAS	19740520	19740828	public	18	SIM	SIM			SIM	SAD-69	10.049379	35.803042	seco sem indicios de petroleo