

MARCOS MAQUIGUSSA

**APLICAÇÃO DE SOFTWARE DE MINERAÇÃO NA EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

**São Paulo
2005**

MARCOS MAQUIGUSSA

APLICAÇÃO DE SOFTWARE DE MINERAÇÃO NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Minas do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Ricardo Cabral de Azevedo

São Paulo

2005

TF-2005
M 322a
1571518

M2005D

DEDALUS - Acervo - EP-EPMI



31700005878

FICHA CATALOGRÁFICA

Maquigussa, Marcos

**Aplicação de software de mineração na exploração e produção de petróleo / M. Maquigussa. – São Paulo, 2005.
27 p.**

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.Petróleo (Exploração; Planejamento) 2.Softwares (Aplicações) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

**Dedico esse trabalho aos meus pais, aos meus
irmãos e amigos.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus.

Ao Professor Ricardo Cabral de Azevedo pela contribuição e ajuda neste trabalho.

Aos meus pais Massami e Maria que sempre me apoiaram, e sem eles eu nada seria.

Agradeço também à Adriana Mariano Kitagawa, pois sempre pude contar com sua amizade.

RESUMO

Este projeto tem como objetivo propor uma metodologia, para a aplicação do *software* de mineração, no desenvolvimento do planejamento da exploração de reservas de óleo e gás natural. O petróleo é a principal fonte de energia do mundo, o petróleo não permanece na rocha em que foi gerado (a rocha matriz), mas desloca-se até encontrar um terreno apropriado para se concentrar, as bacias sedimentares, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários. O petróleo aloja-se ali, ocupando os poros rochosos como forma de "lagos", formando reservatórios, essas características próprias são importantes para a elaboração do planejamento da exploração. A metodologia proposta reúne estas características e com o uso do *software* visa desenvolver um modelo, o mais economicamente viável, para a exploração. Como produto desta metodologia obtêm-se cenários em três dimensões, plantas topográficas, perfis geológicos e planilhas contendo o volume explorado. A complexidade das jazidas, e o tipo de formação fazem com que alguns dados utilizados sejam inviáveis de serem simulados, dados sísmicos, por exemplo, e, portanto serão feitas modelagens e adaptações necessárias.

Palavras-chave: metodologia, *software*, petróleo, modelagem, simulação.

ABSTRACT

This project has as objective to consider a methodology, for the application of mining software, in the development of the planning of the exploration of reserves of oil and natural gas. The petroleum is the main power plant of the world, the oil does not remain in the rock where it was generated (matrix rock), but is dislocated until finding a land appropriate to concentrate itself, the sedimentary basins, formed for layers or porous sand sheets, arenitos or calcareous rocks. The oil is lodged there, occupying the rocky pores as form "lakes", forming deposits, these proper characteristics are important for the elaboration of the planning of the exploration. The methodology proposal congregates these characteristics and with the use of the software it aims at to develop a model, more economically viable, for the exploration. As product of these methodology scenes in three dimensions, topographical plants are gotten, geologic profiles and spread sheets I contend the explored volume. The complexity of the deposits and the type of formation makes with that some used data are impracticable to be simulated, given sismic for example, and therefore necessary modulates and adaptations will be made.

Key words: methodology, software, petroleum, modeling, simulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Maiores Bacias Petrolíferas do Brasil

Figura 2.3.2 - Exemplo de mapa de linhas de fluxo campo namorado

Figura 3.2.4 – Fluxograma do Processo

Figura 4.1 - Localização do Campo de Namorado

Figura 4.2.1 - Localização do arenito “namorado”

Figura 4.2.2 – Litologia do Poço

Figura 4.2.3 - definição das rochas

Figura 4.2.4 - Poços 3NA02, 3NA01A e interpretação litológica

Figura 4.3.1 – Definição dos limites da jazida.

Figura 4.3.2 – Modelo de Blocos

Figura 4.3.3 – Decomposição do modelo de bloco em camadas

Figura 4.3.4 – Secção horizontal do modelo de blocos na cota 3000 m

Figura 4.3.5 – Secção horizontal do modelo de blocos na cota 3050 m

Figura 4.3.6 – Secção horizontal do modelo de blocos na cota 3100 m

Figura 4.3.7 – Armadilha Estrutural: Anticlinal

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.2.1 - Coordenada dos Poços

Tabela 4.2.2 – Inclinação dos poços

Tabela 4. 2.3 – Dados litológicos

Tabela 4.3 – Parâmetros do modelo de bloco

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	iv
ABSTRACT	v
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	vi
LISTA DE TABELAS	vii
1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1 Introdução	3
2.2 Planejamento de experimentos	3
2.3 Tipos de Modelagem:	3
2.3.1 Simulação de Reservatórios de Petróleo com a utilização da Simulação Tradicional	3
2.3.2 Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo	4
2.3.3 Mapa de Qualidade	6
2.4 <i>Software</i> utilizado:	7
3. MATERIAIS E METODOLOGIA	8
3.1 Materiais	8
3.2 Metodologia	8
3.2.1 Levantamento de dados e Verificação	8
3.2.2 Processamento dos Dados no <i>Software</i>	11
3.2.3 Resultados	12
3.2.4 Análise, Interpretação e Reconciliação dos Resultados	12
4. ESTUDO DE CASO	14
4.1 Introdução	14
4.2 Levantamento de Dados	15
4.3 Processamento de Dados no <i>Software</i>	19
4.5 Análise, Interpretação e Reconciliação dos Resultados	23
5. CONCLUSÕES	25
6. REFERÊNCIAS	26

1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste projeto é realizar uma metodologia de modelagem de reservatórios utilizando softwares de mineração. A dificuldade está na formação singular do petróleo. A formação de uma jazida de petróleo é muito lenta, demanda milhões de anos, se origina a partir da decomposição dos seres de que compõem o plâncton - organismos em suspensão nas águas doces ou salgadas, tais como protozoários, celenterados e outros - acumulando-se no fundo dos mares e dos lagos, pela pouca oxigenação e pela ação de bactérias, em altas temperaturas e pressões. São pressionados pelos movimentos da crosta terrestre e transformaram-se na substância oleosa que é o petróleo. O petróleo não permanece na rocha que foi gerado - a rocha matriz - mas desloca-se até encontrar um terreno apropriado. Estes locais são denominados bacias sedimentares, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários. O petróleo aloja-se na rocha reservatório, ocupando os poros rochosos como forma de "lagos". Há a formação de jazidas, onde são encontrados o gás natural, na parte mais alta, e petróleo e água nas partes inferiores.

O mercado de petróleo está em alta, o preço do barril de petróleo está em ascensão, causando preocupação. Alguns países procuram combustíveis alternativos, e outros como é o caso do Brasil estão buscando auto-suficiência no setor. A particularidade de formação - no Brasil geralmente se dá em alto mar (**Figura 1**) - acarreta altos custos operacionais e uma diferente estratégia de prospecção, assim como um bom planejamento é essencial visando segurança, e a logística da situação. Uma das maiores dificuldades está na perfuração de poços de petróleo que é uma operação dispendiosa e de alto risco. É neste contexto que o projeto de poços aparece como peça fundamental para a diminuição dos custos e riscos envolvidos.

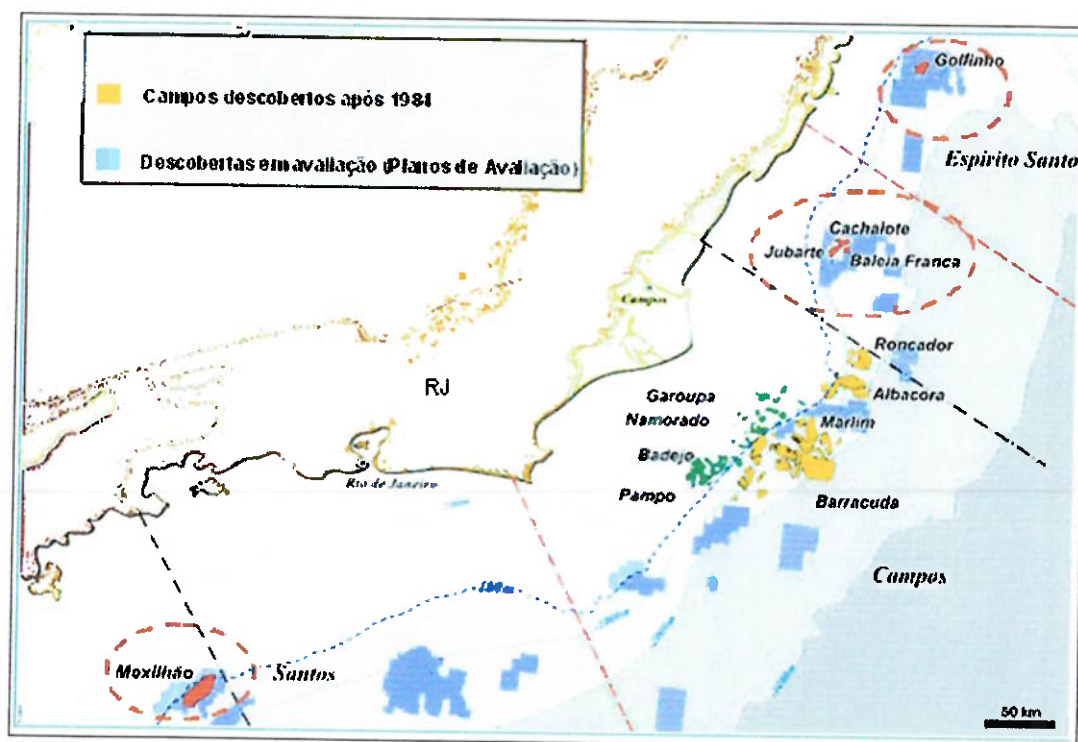


Figura 1 – Maiores Bacias Petrolíferas do Brasil

Os custos de perfuração envolvem milhões de dólares. Essas quantias exorbitantes

fazem com que um ótimo planejamento, e a pesquisa de novas tecnologias sejam necessárias. Hoje em dia são utilizados *softwares* para isso, e também para simular evitando gastos desnecessários. Entretanto, elaborar o planejamento da prospecção do reservatório apresenta algumas dificuldades em seu desenvolvimento, tanto pela parte física, quanto pela excentricidade de formação, a localização sendo em alto mar, a sigilosidade das informações, etc.

O projeto de um poço de petróleo pode ser definido como um processo iterativo, envolvendo especialistas e informações, com o propósito de formular um plano com detalhes suficientes para a perfuração do poço de forma segura e econômica. Esse processo é caracterizado por um conjunto de atividades as quais algumas apresentam uma forte relação de interdependência entre si. Devido essa interdependência, as atividades não são necessariamente desenvolvidas sequencialmente. Na maioria das situações, elas são desenvolvidas de forma simultânea e interativa, sendo que, a iteratividade provém da necessidade de otimização do projeto.

Nesse contexto é realizado este trabalho que visa desenvolver uma metodologia que aborda todas essas particularidades, para aplicação do *software* de mineração na produção e exploração de poços de petróleo, buscando uma alternativa utilizando tecnologias disponíveis na Universidade.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Atualmente são utilizadas maneiras diferentes de aplicação de *softwares* na prospecção de petróleo, entretanto a busca por metodologias que diminuam o custo de produção é corrente convergente na produção e exploração. Atualmente são utilizados métodos de simulação, seja por simulação tradicional ou por linhas de fluxo, para tal fim. Neste capítulo abordaremos como são feitos o planejamento e a simulação.

2.2 Planejamento de experimentos

Segundo Damsleth *et al.* (1991), foi utilizado o planejamento associado a simulações de reservatórios para estimar incertezas em previsões de produção na definição de estratégias ótimas de drenagem para o desenvolvimento de um campo no Mar do Norte. Através do planejamento de experimentos, encontrou-se uma superfície de resposta para a produção acumulada de óleo. Valores gerados pelo método de Monte Carlo foram substituídos nesta superfície, de uma forma com que uma completa distribuição de probabilidade da função-objetivo fosse atingida.

Tyler *et al.* (1996) desenvolveram um método para integrar as incertezas geológicas com a estratégia de produção na fase de avaliação. A técnica da árvore de derivação foi empregada para unir as incertezas geológicas e de produção. A modelagem estocástica foi adotada para modelar as heterogeneidades do reservatório, aliando a geoestatística e o método de Monte Carlo. Após todas as combinações, realizou-se uma regressão linear pelo método dos mínimos quadrados. A superfície de resposta encontrada foi simulada pelo método de Monte Carlo, possibilitando o cálculo da curva de risco da produção acumulada de óleo. O planejamento de experimentos foi utilizado para reduzir o número de simulações de modo a preservar a representatividade estatística.

Segundo Srikanta Mishra (1998), a simulação de Monte Carlo tem como desvantagem o esforço computacional excessivo, pela realização de simulações utilizando vários modelos, e também não é a técnica mais indicada para representar as incertezas quando a distribuição dos atributos de entrada e a faixa de valores destes atributos são duvidosas. Além disso, a técnica de Monte Carlo não é muito eficiente quando se requer a probabilidade associada a um número limitado de modelos. O autor propôs três métodos de substituição da simulação de Monte Carlo na avaliação do risco, em previsões de produção e estimativa de reservas na fase de exploração: Método do Segundo-Momento de Primeira-Ordem, Método do Ponto Estimado e Método de Primeira Ordem Confiável.

2.3 Tipos de Modelagem:

Existem diversas formas de modelagem, entretanto as três mais importantes são descritas a seguir:

2.3.1 Simulação de Reservatórios de Petróleo com a utilização da Simulação Tradicional

Simulação tradicional é a modelagem numérica de fluxo por diferenças finitas, é o método mais utilizado na engenharia de reservatórios para estudo de comportamento de fluxo de fluidos em campos de petróleo. Para utilização dessa tecnologia são necessários:

- **Modelo Físico do Reservatório:** é realizado utilizando-se o modelo geológico (com dados sísmicos, mapas, perfis, afloramentos, sistemas de depósitos) e caracterização do modelo hidráulico (continuidade do reservatório, fraturas, barreiras, direções preferenciais ao fluxo, comunicação vertical).
- **Modelo Matemático:** utiliza equações para simulação, um exemplo é o modelo *Black Oil* (sistema isotérmico, equilíbrio instantâneo entre as fases e não há reações químicas). Este tipo de modelo trabalha com três componentes (água, óleo e gás), três fases (água, óleo e gás), além de utilizar as equações de balanço de massa dos componentes, equação de movimento e balanço de energia. Utiliza também a Lei de Darcy e equações adicionais (relação entre pressões capilares, equações de estado, saturação e frações molares).
- **Modelo Numérico:** interpretação e solução das equações geradas na fase anterior, com a utilização do método numérico de diferenças finitas.
- **Modelo Computacional:** transposição do modelo numérico em linguagem computacional. Segundo Mattax e Dalton (1990), simuladores só apresentam confiabilidade nos cálculos se os dados de entrada estão completos e possuem um certo grau de confiabilidade.

2.3.2 Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo

Conhecida também por *streamlines* a modelagem por linhas de fluxo atualmente é utilizada como uma ferramenta efetiva e complementar para modelagem de reservatórios. Esse tipo de simulação pode trabalhar com malhas que possuem um elevado número de blocos, além de geologia mais complexa e heterogênea. De acordo com Thiele (2001) indica que a simulação por linhas de fluxo tem como base seis princípios:

- Elaboração de linhas de fluxo tridimensionais em termos de tempo de residência;
- Adaptação da equação de conservação de massa ao longo das linhas de fluxo em termos de tempo de residência;
- Atualização periódica das linhas de fluxo;
- Soluções numéricas unidimensionais ao longo das linhas de fluxo;
- Estimativa dos efeitos da gravidade através da separação de operadores;
- Extensão para escoamentos compressíveis.

Segundo Batycky *et al.* (1997), pela aplicação em sistemas tridimensionais, levando-se em consideração as mudanças nas condições dos poços e a inclusão do efeito da gravidade em escoamentos multifásicos tornou a simulação por linhas de fluxo um método alternativo para simulação de reservatórios de petróleo. A principal diferença em relação ao método convencional é a transformação de um problema tridimensional em uma série de problemas unidimensionais. Isso é possível pelo desacoplamento das equações de pressão e de saturação.

Segundo Maschio *et al.* (2002) embora a simulação por linhas de fluxo tenha algumas aplicações complementares, um fator principal torna a ferramenta atraente para o estudo de campos em fase de produção: a capacidade de fornecer a relação de fluxo entre poços produtores e injetores, ou seja, para qual poço produtor vai o fluido que está sendo injetado por um determinado poço injetor, tornando possível conhecer a área de influência de cada poço injetor e a sua eficiência. Desta forma, se conhece o padrão de balanço de fluidos do reservatório.

Os autores demonstram que em sistemas compressíveis, a utilização do simulador de linhas de fluxo depende da precisão requerida dos resultados, também mostra que este tipo de simulador apresenta grande vantagem em problemas com grande número de blocos de simulação, heterogêneos e com baixa compressibilidade do sistema rocha - fluidos, tornando possível a obtenção de resultados com boa precisão, em um tempo de simulação relativamente menor que o obtido pela simulação tradicional. Este fato faz com que se deva ter cuidado com as características do reservatório e com o comportamento do fluido durante o tempo de produção, para que não seja utilizada uma ferramenta que forneça resultados insatisfatórios.

Segundo Grinestaff (1999) o conhecimento do padrão de balanço de fluidos de um campo em produção é muito importante, pois pode-se quantificar as relações entre produtores e injetores. Trabalhando com estas quantificações, pode-se variar a quantidade de líquido injetado por determinado poço que esteja em uma área onde a produção de água dos poços produtores, que esteja com ele relacionado, seja muito alta. Além disso, pode-se realizar também a simulação do comportamento do fluxo de fluidos com a adição de novos poços produtores e (ou) injetores, a conversão de poços produtores para poços injetores e a mudança de completarão de poços produtores.

De acordo com Ruan *et al.* (2002), a simulação por linhas de fluxo (**Figura 2.3.2**) pode identificar áreas com potencial para conversão de poços produtores em injetores, onde deve ser observado:

- Histórico de injeção de fluidos na área em estudo;
- Produtividade dos poços produtores;
- Distância entre o poço com potencial de conversão para injetor e os demais poços produtores;
- Presença de canais de fluxo na área em estudo.

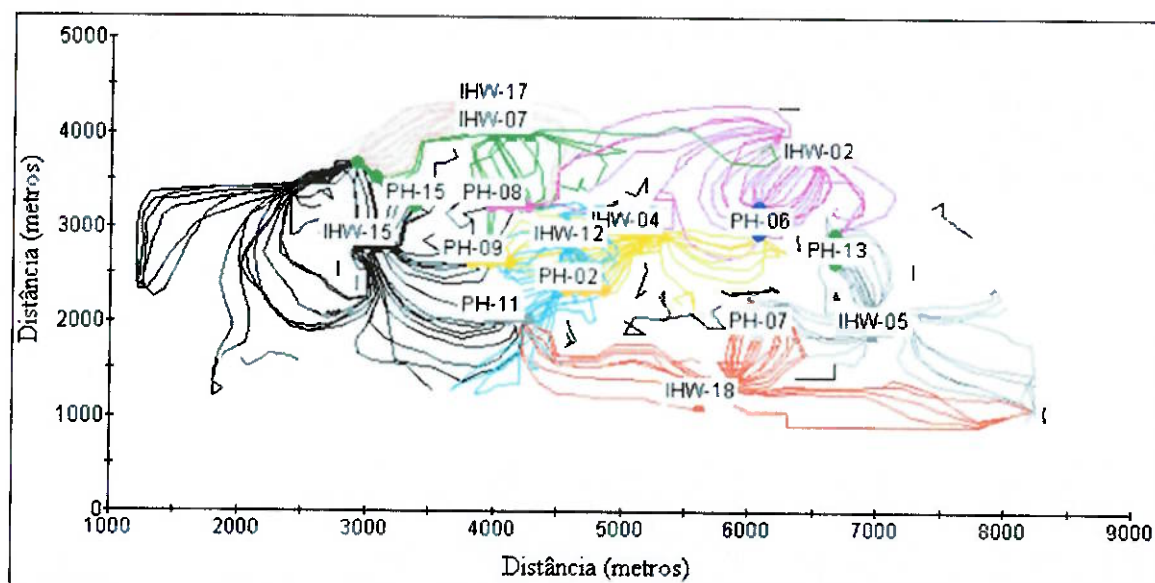


Figura 2.3.2 - Exemplo de mapa de linhas de fluxo Campo Namorado

2.3.3 Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade tem a função de mostrar regiões com maior potencial de produção em um reservatório, a confecção de mapas de qualidade fornece informações sobre o campo que possibilitem determinar o melhor local para se posicionar um poço e avaliar se ele apresentará bom desempenho. Segundo Cruz *et al.* (1999), o mapa de qualidade é uma representação bidimensional de respostas do reservatório e suas incertezas. Mostra também que o conceito de qualidade deve ser aplicado para comparar reservatórios, ordenar realizações estocásticas e para incorporar incertezas de caracterização de reservatórios em tomadas de decisão, assim como a escolha de locação de poços com menor número de simulações.

Além disso, na simulação, o poço é preenchido em todas as camadas com fechamento automático da camada cuja produção de água e (ou) de gás tem o limite de corte alcançado. Os autores colocam que o número de pontos a ser testado depende da heterogeneidade do reservatório, mas 10% do número total de células devem apresentar bons resultados. Ainda utilizou três métodos para a confecção de mapas de qualidade, comparando as respostas de cada um dos métodos para avaliar aquele mais eficiente em termos de esforço computacional e qualidade dos resultados. Os métodos utilizados foram:

- Método baseado em Simulação Numérica;
- Método baseado em Lógica *Fuzzy*;
- Método Analítico.

Compara ainda mapas de qualidade construídos por meio de simulação numérica com três procedimentos diferentes. O autor utiliza a abertura de um único poço vertical, a abertura simultânea de grupos de poços verticais e a abertura simultânea de grupos de poços horizontais. Utilizando apenas um poço vertical, o mapa de qualidade apresenta maiores áreas com potencial alto de produção, quando comparado ao mapa de qualidade confeccionado pela

abertura de grupos de poços verticais. Com vários poços verticais abertos simultaneamente, a pressão cai com maior velocidade (comparado com a abertura de um único poço), o que induz a uma maior produção para os poços que estão realmente localizados em uma região de alto potencial de produção.

2.4 Software utilizado na simulação:

Um *software* utilizado na simulação de reservatórios:

- **GEOLOGIC INTERPRETATION SYSTEM (Geographix):** esse programa simula as informações elaborando um modelo de superfície, engloba informações sobre gridagem, linhas de contorno, gerenciamento de dado, etc. É utilizado para criar melhores modelos de superfície, maior eficiência na integração de dados geológicos, etc.

3. MATERIAIS E METODOLOGIA

3.1 Materiais

Nesse projeto utilizaremos os recursos disponíveis no Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, além dos *softwares* existentes no Laboratório de Planejamento e Otimização de Lavra (LAPOL) e dos projetos concluídos ou em andamentos, para a melhor execução do projeto. Os *softwares* necessários são: *DataMine*, *Microsoft Excel*, *Autocad*, *Earthworks In Touch*. Para tanto devemos utilizar computadores de alto desempenho na parte gráfica.

O gerenciamento só será possível, se os dados colhidos em campo seguirem uma padronização, para isso deverá realizar-se uma estruturação organizacional para que o fluxo de informações seja rápido, e os dados não se percam no caminho. Deve ser realizado um estudo cuidadoso para que a padronização seja aplicável em todos os casos. Após esta padronização dos dados serão criados novos modelos usando os *softwares* da *Datamine*.

3.2 Metodologia

A dificuldade está em se obter a forma da jazida, e qual vai ser sua reação em função da extração. Inicialmente definimos o horizonte de planejamento. Depois dessa definição a metodologia pode ser dividida em quatro etapas distintas: levantamento de dados e verificação; processamento de dados no *software*; apresentação de resultados; e análise e interpretação dos resultados. A seguir, estas quatro etapas estão descritas detalhadamente, descrevendo quais as suas necessidades de execução e sua relação com as etapas subseqüentes. Finalizando este capítulo é apresentado o fluxograma da metodologia adotada.

3.2.1 Levantamento de dados e Verificação

Os dados a serem levantados servirão de base à modelagem da jazida e posteriormente ao planejamento da prospecção. O horizonte do planejamento a ser executado e o tipo do reservatório no qual será elaborado o planejamento determinam o foco deste levantamento.

Para obtenção dos dados utilizam-se métodos geológicos, potenciais, geoestatísticos e por último a avaliação de formações. Uma breve discussão foi formulada a partir de Thomas (2001), para cada método:

Métodos Geológicos

A primeira etapa de um programa exploratório é a realização de um estudo geológico com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região. Para esse fim, o geólogo elabora mapas de geologia de superfície com o apoio da aerofotogrametria e fotogeologia, infere a geologia de subsuperfície a partir dos mapas de superfície e dados de poços, como também analisa as informações de caráter paleontológico e geoquímico.

O geólogo trabalha predominantemente na aferição direta das rochas e, utilizando-se de diferentes técnicas, consegue identificar as estruturas mais promissoras para a acumulação de petróleo em uma área. Esgotados os recursos diretos de investigação, onde uma grande quantidade de informações é acumulada à prospecção por métodos indiretos torna-se

apropriada em áreas potencialmente promissoras. No caso particular da Plataforma Continental, o emprego de métodos indiretos, ou geofísicos, tem possibilitado a descoberta de acumulações gigantescas de hidrocarbonetos.

Métodos Potenciais

A geofísica é o estudo da terra usando medidas de suas propriedades físicas. Os geofísicos adquirem, processam e interpretam os dados coletados por instrumentos especiais, com o objetivo de obter informações sobre a estrutura e composição das rochas em subsuperfície. Grande parte do conhecimento adquirido sobre o interior da Terra, além dos limites alcançados por poços, vem de observações geofísicas.

Por exemplo, a existência e as propriedades da crosta, manto e núcleo da Terra foram inicialmente determinadas através de observações de ondas sísmicas geradas por terremotos, como também através de medidas da atração gravitacional, magnetismo e das propriedades térmicas das rochas.

A gravimetria e a magnetometria, são chamados métodos potenciais, foram muito importantes no início da prospecção de petróleo por métodos indiretos, permitindo o reconhecimento e mapeamento das grandes estruturas geológicas que não apareciam na superfície.

Métodos Sísmicos

O método sísmico de refração registra somente ondas refratadas com ângulo crítico (*head waves*) e tem grande aplicação na área de sismologia. Foi através deste método que a estrutura interior da Terra foi desvendada. Na área de petróleo sua aplicação é bastante restrita atualmente, embora este método tenha sido largamente utilizado na década de 1950 como apoio e refinamento dos resultados obtidos pelos métodos potenciais.

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo relativamente baixo. Mais de 90% dos investimentos em prospecção são aplicados em sísmica de reflexão. Os produtos finais são, entre outros, imagens das estruturas e camadas geológicas em subsuperfície, apresentadas sob as mais diversas formas, que são disponibilizadas para o trabalho dos intérpretes.

O levantamento sísmico inicia-se com a geração de ondas elásticas, através de fontes artificiais, que se propagam pelo interior da Terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições petrofísicas, e retomam a superfície, onde são captadas por sofisticados equipamentos de registro.

Embora os avanços tecnológicos dos métodos geofísicos e geológicos possam sugerir as mais promissoras locações, somente a perfuração de um poço é que revelará se os prognósticos serão ou não confirmados. Muitas vezes, durante a própria perfuração do poço se torna difícil à constatação da presença de hidrocarbonetos nas camadas geológicas atravessadas. Torna-se necessário identificar os vários tipos de rochas perfuradas, localizar aquelas que possam conter hidrocarbonetos e avaliar o significado comercial da ocorrência. Para tanto, uma série de procedimentos acompanha a perfuração e umas séries de testes são executadas para avaliar a ocorrência ou não de jazidas comerciais. A perfilagem elétrica e

radioativa do poço e os teste de formação se inserem entre estes procedimentos, denominados genericamente de Avaliação de Formações.

Avaliação de Formações

Denominam-se "Avaliação de Formações" as atividades e estudos que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera, isto é, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas de óleo e gás. A avaliação das formações baseia-se principalmente na perfilagem a poço aberto, no teste de formação a poço aberto, nos testes de pressão a poço revestido e na perfilagem de produção.

Concorrem também para a avaliação de uma formação todas as informações anteriores a perfilagem do intervalo de interesse, sejam elas obtidas na etapa do estudo geológico e geofísico da área ou na etapa de perfuração do poço. A integração de todos os dados disponíveis permite a avaliação efetiva do reservatório. O processo se inicia com a perfuração do poço pioneiro, cuja locação é definida no estudo geológico e geofísico, basicamente a partir de dados sísmicos.

Durante a perfuração do poço, vários indícios podem indicar a possibilidade da presença de hidrocarbonetos numa determinada formação. Esses indícios são observados nas amostras de calha das rochas perfuradas, em testemunhos e em *kicks*, assim como pela velocidade de perfuração, pelo detector de gás, etc.

A chamada perfilagem final, executada ao término da perfuração do poço, permite obter informações importantes a respeito das formações atravessadas pelo poço: litologia (tipo de rocha), espessuras, porosidade, prováveis fluidos existentes nos poros e suas saturações. A maior limitação da perfilagem é a pequena extensão de seu raio de investigação lateral, de modo que apenas a vizinhança do poço é analisada pela perfilagem.

Com base na análise dos perfis, decidem-se quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação. Se não houver intervalos de interesse o poço é abandonado. Os testes de formação têm sido amplamente utilizados na indústria petrolífera para se estimar a capacidade produtiva do poço.

Apesar dos indícios obtidos durante a perfuração e a perfilagem indicarem a presença de hidrocarbonetos na formação, isto não significa que possam ser produzidos economicamente. Somente o teste de formação (isto é, somente a colocação do poço em fluxo) poderá confirmar, com segurança, a presença de hidrocarbonetos na formação e fornecer dados a respeito das condições de fluxo nas imediações do poço.

Verificação e análise dos dados

Esta fase do projeto é de fundamental importância para se alcançarem os objetivos de qualquer projeto de produção e exploração. Toda a metodologia que será proposta não terá efeito algum se os dados de entrada do *software* não forem confiáveis e coerentes com a realidade. Assim, os dados obtidos em campo, nesta fase do projeto devem ser minuciosamente verificados e analisados. Devida importância deve ser dada à verificação e análise dos trabalhos de pesquisa mineral. Nesta análise são demonstrados a viabilidade e o verdadeiro interesse pelo recurso mineral, e é onde são decididos se os trabalhos para

transformá-lo em uma jazida continuarão ou não. A confiabilidade nos resultados desta fase influi diretamente na atratividade da nova jazida para os investidores.

Para a análise dos dados é utilizado o JORC CODE (JORC, 2003), código adotado pelas companhias de mineração australianas, que nos últimos anos tornou-se uma tendência mundial, mesmo com modificações. O diferencial por trás do código JORC (Join Ore Reserves Committee) é que além de apresentar a classificação e as definições para recursos e reservas, qualifica as pessoas com competência para conduzir toda a fase da pesquisa mineral, inclusive a avaliação, e estabelece diretrizes para relatar ou rever recursos e reservas minerais (Grossi et. al., 2003). Os princípios básicos praticados por esta tendência internacional de diretrizes resumem-se em:

- **Transparência das informações:** os relatórios devem apresentar informações suficientes, claras e não ambíguas.
- **Materialidade:** as informações devem ter acesso de conhecimento de todos os envolvidos no processo, para que decisões sejam tomadas adequadamente.
- **Competência:** o profissional responsável pela elaboração e divulgação dos relatórios deve ser qualificado e experiente na área de atuação.

Após a aplicação deste código, os dados são organizados em tabelas que servem de entrada para o *software* de mineração.

3.2.2 Processamento dos Dados no *Software*

Nesta fase do projeto começa-se a trabalhar com o *software* de mineração. O *software* proporciona um conjunto de comandos para entrada e manipulação de dados associados há um amplo nível de capacidades estatísticas, gráficas e de processamento, especialmente projetados para dados geológicos e de mineração. Sondagem em qualquer orientação e com variações de azimute e de inclinação, são facilmente manejados, podendo combinar dados com diferentes intervalos da amostra;

O trabalho consiste na execução das três fases: elaboração do modelo de blocos, definição da jazida e seqüenciamento e operacionalização das cavas intermediárias. Estas são descritas a seguir:

Modelo de blocos e Jazida

O *software* usa uma combinação de modelagem “*Wireframes*” (para superfícies e estruturas, etc.) e modelos de blocos para representar com exatidão estruturas geológicas e as variações de teores em uma jazida. As ferramentas para a modelagem de *wireframes* incluem um conjunto de algoritmos e operações booleanas que permitem combinar e dividir grupos de *wireframes*. Uma vez modeladas as estruturas, o *software* pode converter as *wireframes* em modelo de bloco. Além disso, proporciona um amplo número de métodos de interpolação, tanto estatístico, como geoestatístico, incluindo técnicas para o desdobramento de estruturas complexas.

A partir dos dados topográficos, geológicos e sísmicos da jazida cria-se o modelo geológico e posteriormente define-se o modelo de blocos. O bloco representa a mínima

unidade usada num modelo e permite atribuir a cada unidade de um bloco valores como: porosidade, teores, densidade, volume entre outros. Suas dimensões dependem de aspectos técnico-mineiros, geotécnicos e práticos.

A maior quantidade de blocos implica maior dificuldade de se trabalhar com o modelo. Isso deve ser levado em consideração no momento da escolha da dimensão dos blocos, assim como a extensão do modelo.

Após utilizar o modelo geológico e topográfico para elaborar o modelo de blocos e definir os blocos que representam minério e os que representam material estéril, começa a etapa de definição da jazida final.

Seqüenciamento da operação

Utilizando-se o modelo da jazida, o passo seguinte é como alcançá-la, determinando onde serão feitos os poços. Para realizar esta etapa é necessário o conhecimento dos objetivos de produção. Em função deste, será extraída do modelo inicial uma quantidade de blocos correspondente ao volume, ou tonelagem, de produção durante um período, sempre respeitando as variantes de restrição.

Neste projeto, o diferencial é que não serão extraídos os blocos, mas será feita uma análise de como extrair os hidrocarbonetos seja por injeção de fluido, ou por algum outro método. Deve-se ter especial atenção com os trabalhos de operacionalização que devem ser coerentes com o reservatório.

3.2.3 Resultados

Os resultados do projeto de exploração e produção serão apresentados de modos descritos em plantas e visualização em três dimensões.

Visualização em três dimensões: é possível visualizar os cenários mencionados em três dimensões de qualquer direção, em um qualquer computador compatível com tal tecnologia.

3.2.4 Análise, Interpretação e Reconciliação dos Resultados

Nesta etapa, traça-se um paralelo entre o que realmente foi retirado do reservatório durante um período e o que foi planejado neste mesmo período. Novas plantas topográficas, visualizações em 3D e planilhas eletrônicas de resultados são elaboradas, analisadas, interpretadas e reconciliadas. Deste modo, garante-se seqüência ao ciclo do planejamento, sempre com dados atualizados, dando suporte às novas decisões.

Com base nessas informações podemos estabelecer um fluxograma do processo (Figura 3.2.4):

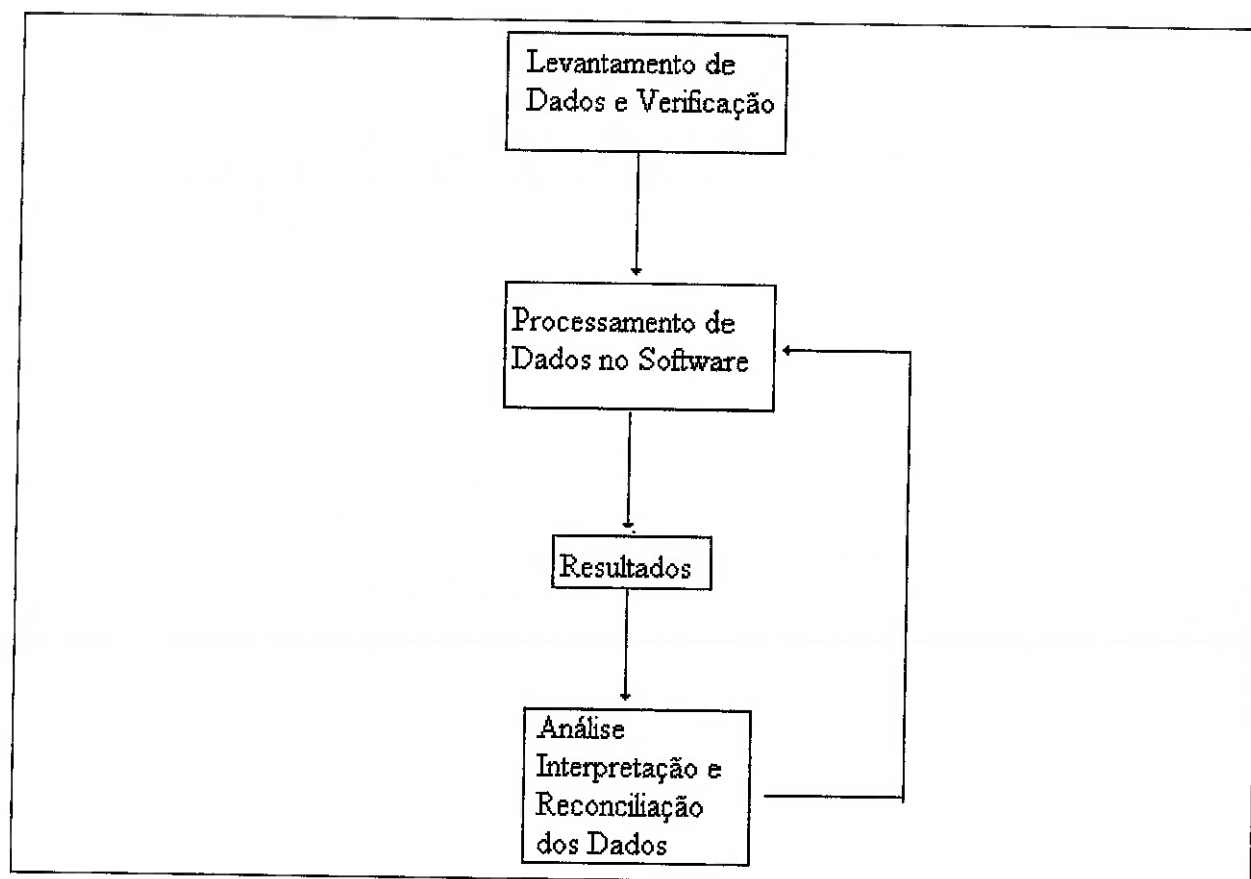


Figura 3.2.4 – Fluxograma do Processo

4. ESTUDO DE CASO

4.1 Introdução

Esse estudo de caso é baseado no Campo de Namorado, que se localiza na Bacia de Campos. A Bacia de Campos possui destacada importância econômica, uma vez que é responsável por mais 75% da produção brasileira de petróleo e 80% das reservas brasileiras. Como outras bacias da costa leste brasileira, a Bacia de Campos é uma típica bacia de margem divergente, tendo sua origem relacionada ao rompimento do super continente Gondwana e à conseqüente formação do Oceano Atlântico. Nesta bacia, a interligação das rochas geradoras e das rochas reservatórios pós evaporíticas está relacionada à tectônica profunda associada à fase *rift* e à movimentação adiastrófica associada a halocinese. A migração do hidrocarboneto é facilitada pela criação de “janelas” nos evaporitos.

As principais rochas geradoras da Bacia de Campos estão na Formação Lagoa Feia, tanto que suas principais acumulações de hidrocarbonetos acontecem nos basaltos da Formação Cabiúnas, nas coquinas da Formação Lagoa Feia, nos carbonatos porosos da Formação Macaé e nos arenitos turbidíticos da Formação Campos, sendo estes últimos os maiores reservatórios de petróleo da Bacia de Campos.

Contexto do Campo de Namorado

O Campo de Namorado é utilizado nesse projeto, por ser um campo público fornecido pela ANP (Agência Nacional de Petróleo) para trabalhos acadêmicos e estudos em Universidades.

O Reservatório Namorado (Fig. 4.1) é um dos campos petrolíferos mais importantes da Bacia de Campos na área da plataforma continental. O poço pioneiro do reservatório foi perfurado em 1975 numa lâmina d'água de 166 m e para o seu desenvolvimento foram realizadas perfurações desde 110 m até 250 m, já no topo do talude continental (Souza Jr. 1997).

Apesar das dificuldades na operação dos sistemas provisórios, a produção na bacia de Campos vai atingindo níveis cada vez maiores. Quando os sistemas definitivos começaram a ser posto em operação nos primeiros anos da década de 1980, a primeira plataforma fixa foi instalada em 1983 no Campo de Namorado, os índices de produção foram sendo seguidamente superados. Em 1985, o país já produzia metade do petróleo que consumia, muito acima, portanto, dos 14% registrados em 1979.

Utilizaremos a metodologia descrita no capítulo anterior para realizar esse estudo de caso, inicialmente ocorre à análise de dados, utilizando as diversas informações obtidas, junto a ANP (Agência Nacional de Petróleo) e na bibliografia.

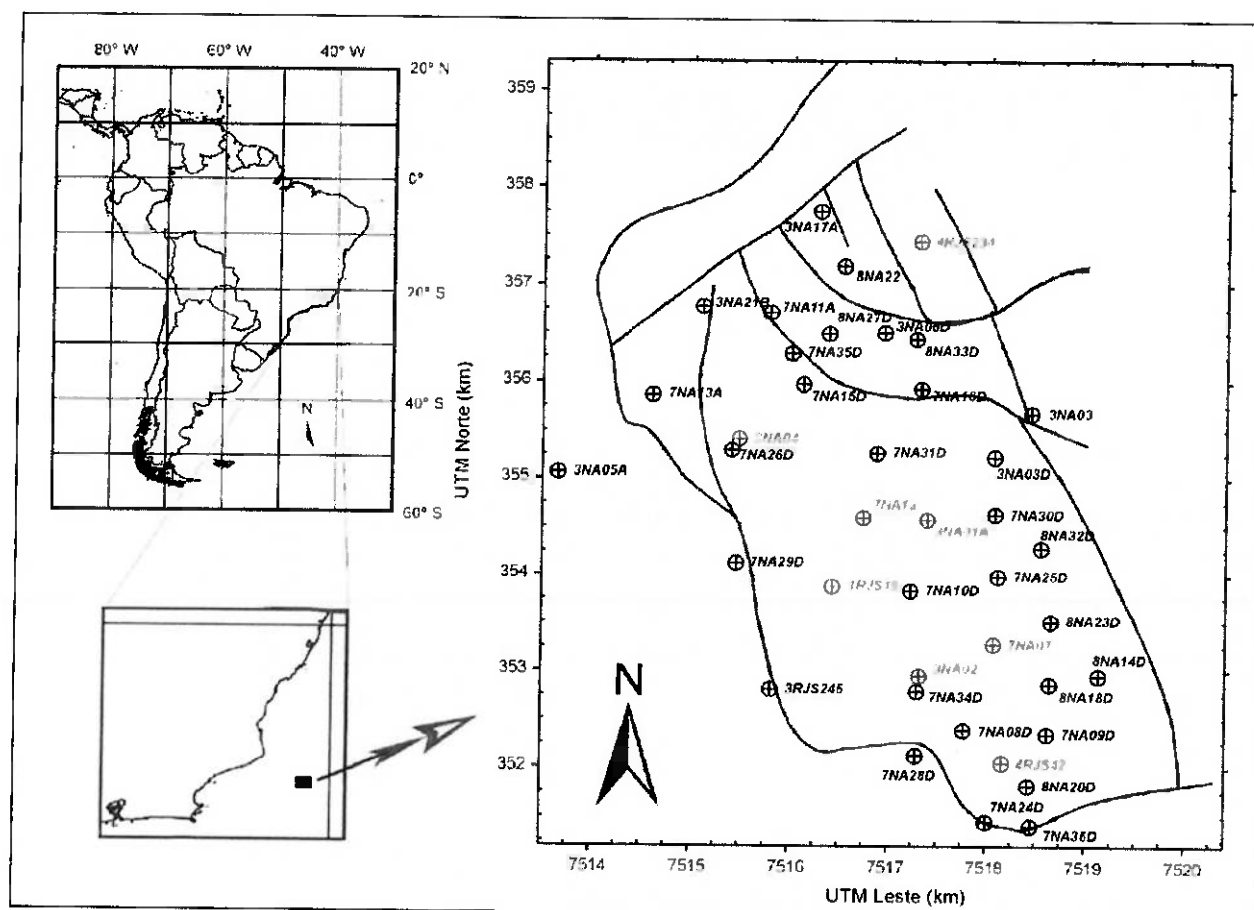


Figura 4.1 - Localização do Campo de Namorado

4.2 Levantamento de Dados

Com base no banco de dados da ANP (agência nacional de petróleo) e da literatura foi possível realizar o estudo de caso, em seguida serão apresentados os dados obtidos para o Campo de Namorado e uma interpretação dos mesmos:

Dados geológicos e potenciais:

O Arenito Namorado, denominação informal desta unidade siliciclástica, caracteriza-se pelo desenvolvimento de corpos arcossianos espessos, com extensiva cimentação carbonática, e boas porosidades efetivas.

Pelo tipo de formação pode-se conseguir a localização do Arenito Namorado. Ocupa a porção superior da Formação Macaé, sendo composto por brechas, intercalados a espessos pacotes de margas e camadas mais finas de argilitos e calcilutitos (**figura 4.2.1**). O arenito é o mineral de interesse por ser uma rocha que apresenta as propriedades necessárias, alta porosidade e permeabilidade, para tornar-se uma rocha reservatório de hidrocarbonetos.

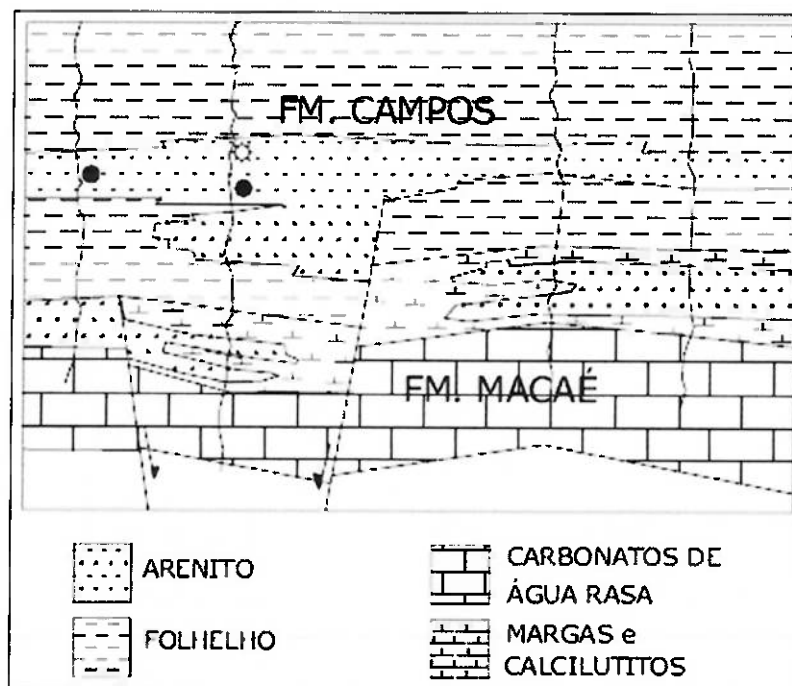


Figura 4.2.1 - Localização do arenito “namorado”

A rocha reservatório é fundamental, mas tão importante quanto a rocha reservatório é a rocha selante, uma rocha selante significativa encontrada no Campo de Namorado é o folhelho que impede a disseminação do petróleo ao longo das rochas. O folhelho como rocha selante torna o ambiente favorável a decomposição dos seres orgânicos para a formação de petróleo. O folhelho possui características geológicas importantes para a sua discriminação utilizando os métodos geológicos, sísmicos e potenciais. Com todos esses fatores é possível identificar possíveis anomalias para a determinação de reservatórios de petróleo.

Dados Sísmicos e Avaliação de Formação:

Utilizaremos os dados sísmicos e os dados obtidos pela perfilagem. Os dados de sísmica e perfilagem são referentes aos poços NA04, 3NA02, 7NA07 e 3NA01A.

Poço NA04:

Neste projeto fazemos uso do método descrito para a identificação de litotipos nos perfis de poços, sem sua completa interpretação. Desta forma, buscou-se realizar a associação das variações das propriedades físicas dos litotipos em profundidade, com o emprego de dados de entrada de curvas de perfis geofísicos, como raios gama (*GR*), tempo de trânsito (*DT*), porosidade neutrônica (*PHIN*), densidade (*RHOP*) e resistividade (*ILD*), os quais são mostrados na **Figura 4.2.2**, para o Poço NA04 do Campo de Namorado.

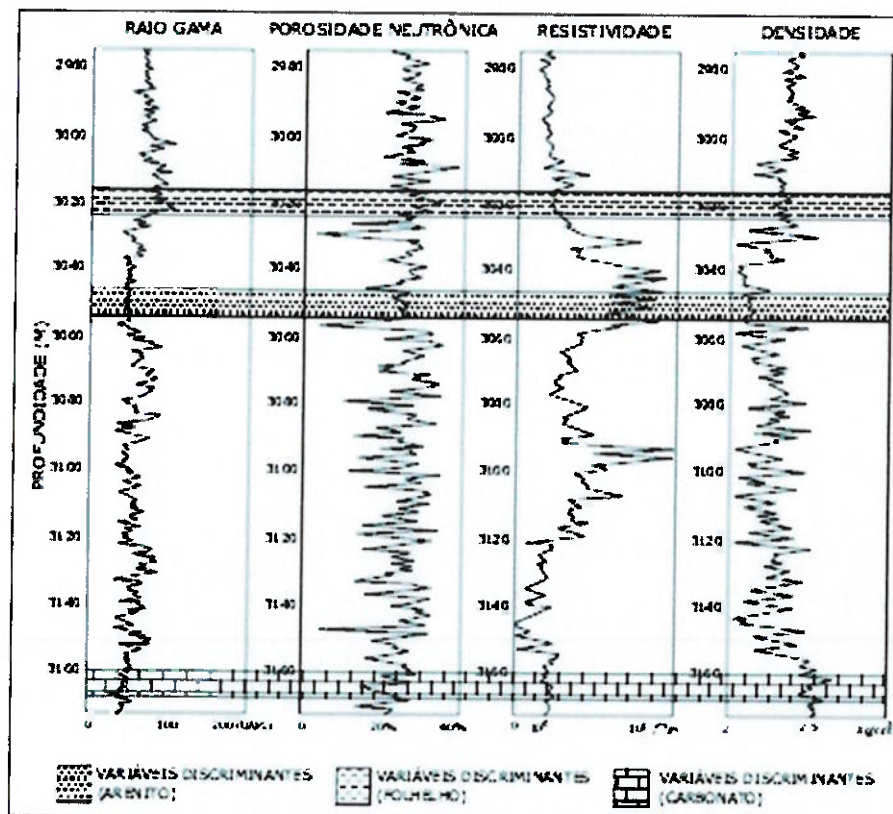


Figura 4.2.2 – Litologia do Poço

Na Figura 4.2.3, encontramos as rochas caracterizadas pelos métodos sísmicos e de perfilagem.

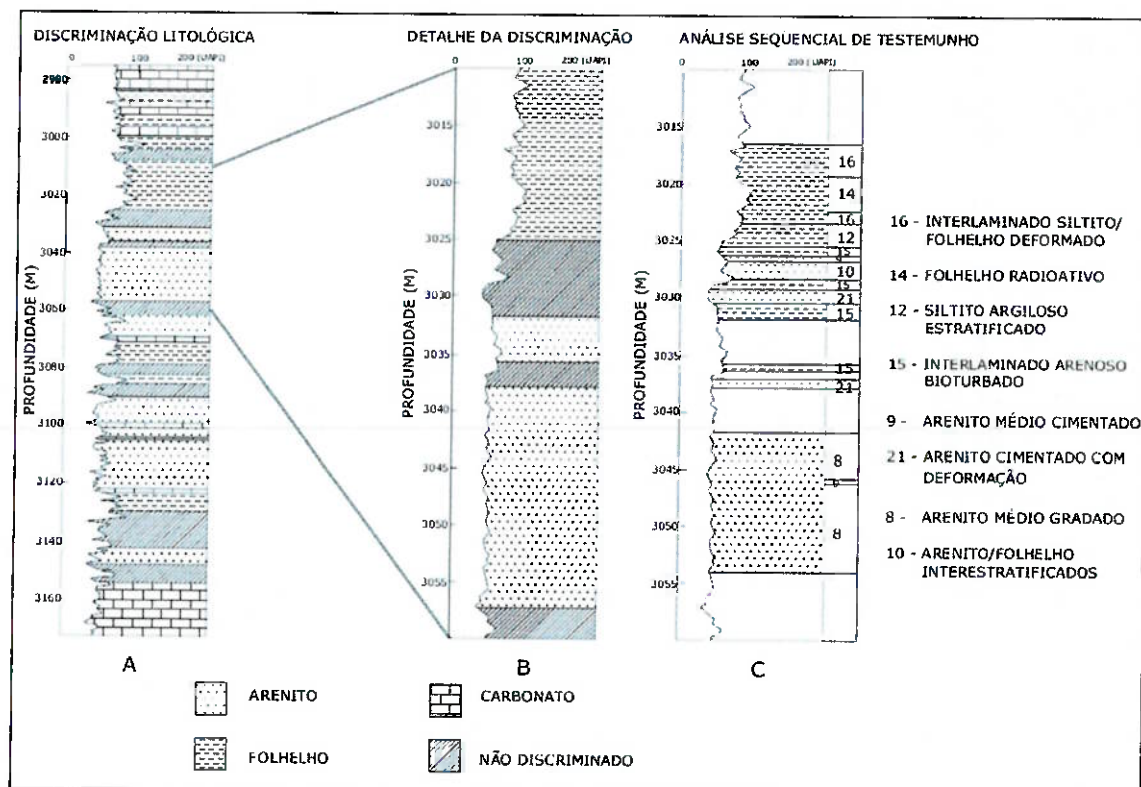


Figura 4.2.3 - definição das rochas

Poços 3NA02 e 3NA01A:

Nesses poços obtivemos os dados do conjunto completo de perfis (raios gama, densidade, porosidade-neutrão e sônico) **Figura 4.2.4**:

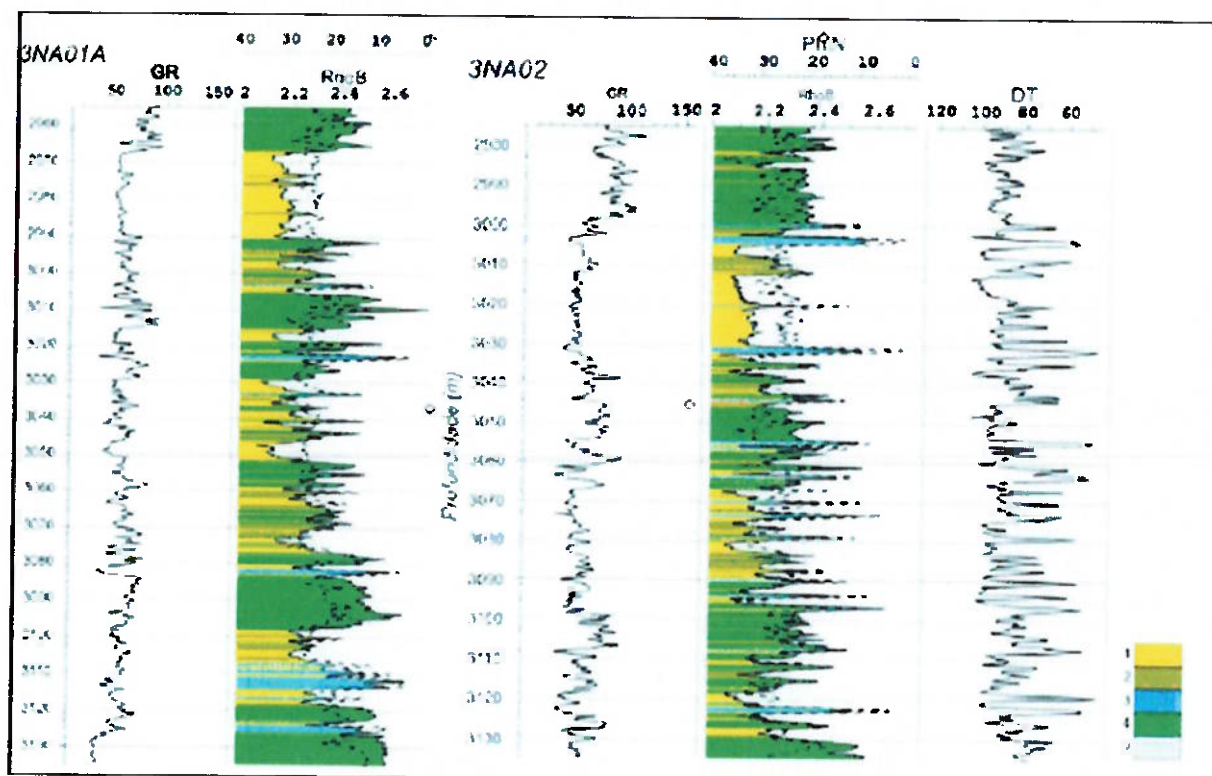


Figura 4.2.4 - Poços 3NA02, 3NA01A e interpretação litológica (1- arenito; 2- arenito argiloso; 3- arenito cimentado; 4- folhelhos e margas; 5- litologia não-definida). Observar as frequentes laminações e a ocorrência de níveis cimentados.

Verificação e Análise dos dados:

A análise dos dados foi feita e com isso foram geradas tabelas de entrada para o *software* de mineração. Esses dados foram tratados e seguiram o código JORC (JORC 2003) respeitando a transparência, descartando os dados absurdos, etc.

Na **Tabela 4.2.1**, encontramos a localização dos poços, são descritas as coordenadas axiais (XCOLLAR e YCOLLAR), e a profundidade dos poços (ZCOLLAR).

Tabela 4.2.1 - Coordenada dos Poços

Parâmetros			
BHID	XCOLLAR (m)	YCOLLAR (m)	ZCOLLAR (m)
3NA02	7517,29	352,90	3100,00
NA04	7518,05	353,25	3200,00
3NA01A	7517,33	354,54	3130,00

Na **Tabela 4.2.2**, encontram-se os azimutes, a inclinação dos poços. Como a perfuração foi feita ao longo do maciço.

Tabela 4.2.2 – Inclinação dos poços

Poço	AT	BRG	DIP
3NA02	0	0	90
NA04	0	0	95
3NA01A	0	0	100

Para elaboração da **Tabela 4.2.3**, foram analisados os dados dos poços encontrados no item anterior, onde a principal particularidade é a porosidade, onde há maior possibilidade de se encontrar os locais do reservatório. O arenito como já foi explicado possui grande porosidade.

As áreas de interesse estão a altas profundidades (3000 m), onde se localizam os arenitos e os folhelhos. Os dados apresentados demonstram grande probabilidade de presença de hidrocarbonetos nas regiões que possuem arenito “namorado” (região em amarelo da **Figura 4.2.4**). E esse indício foi comprovado na abertura dos poços, demonstrando a importância da integração de todas os métodos de pesquisa mineral. Com base nessas informações podemos iniciar a simulação da jazida, e como operacionalizá-la.

Tabela 4. 2.3 – Dados litológicos

Poço	De (m)	Para (m)	Porosidade
3NA02	0,0	3000,0	0,0
3NA02	3000,0	3033,0	0,6
3NA02	3033,0	3064,0	0,1
3NA02	3064,0	3080,0	0,6
3NA02	3080,0	3100,0	0,0
NA04	0,0	3042,0	0,1
NA04	3042,0	3065,0	0,6
NA04	3065,0	3123,0	0,1
NA04	3123,0	3175,0	0,6
NA04	3175,0	3200,0	0,0
3NA01A	0,0	2965,5	0,1
3NA01A	2965,5	2991,1	0,6
3NA01A	2991,1	3027,0	0,1
3NA01A	3027,0	3052,0	0,6
3NA01A	3052,0	3130,0	0,0

4.3 Processamento de Dados no *Software*

As tabelas do item anterior servem de dados de entrada do *software* de mineração que transforma os dados numéricos em *wireframes*.

Modelo de blocos e Jazida

O *software* constrói os poços, com base nas informações fornecidas de porosidade, restando agora desenhar a jazida (**Figura 4.3.1**). Cada porosidade foi discriminada por uma cor, com base nessas cores foi feito o desenho, para cada grupo foi utilizado uma cor diferente para assim distinguir as possíveis áreas. Nos poços a linha escura (linha negra) representa os dados do poço com baixa permeabilidade e os dados com as linhas mais claras (verde água) representam os limites da jazida. O desenho do contorno dos poços foi feito e com isso foi criada uma primeira superfície da jazida. Com os dados dos poços mais a superfície gerou-se o modelo de blocos. O *software* processou os dados, e utilizando métodos geoestatísticos interpretou as regiões nas quais não havia informações.

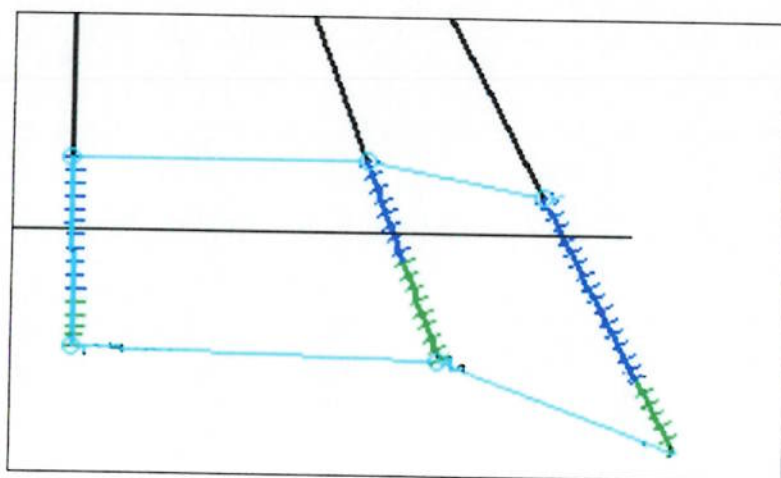


Figura 4.3.1 – Definição dos limites da jazida.

Utilizando os dados topográficos, geológicos e sísmicos da jazida cria-se o modelo geológico e posteriormente define-se o modelo de blocos. Definimos os blocos da seguinte maneira **Tabela 4.3**.

Tabela 4.3 – Parâmetros do modelo de bloco

Parâmetro	Valor	Unidade
Dimensão da malha	5000 x 1250 x 500	m ³
Dimensão dos blocos	150 x 150	m
Espessura das camadas	150	m
Porosidade	Alta-baixa	
Profundidade	3000	m

Com isso gerou-se o seguinte modelo **Figura 4.3.2**:

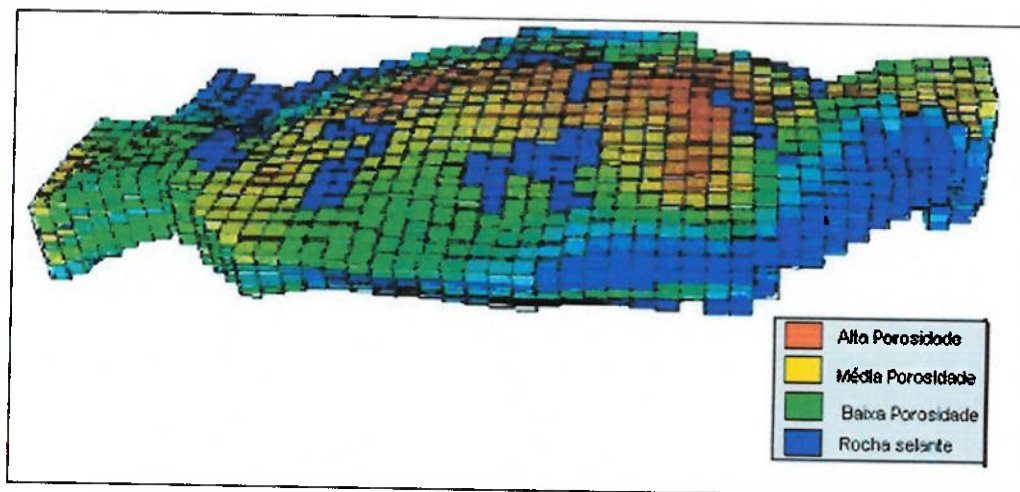


Figura 4.3.2 – Modelo de Blocos

A maior quantidade de blocos implica maior dificuldade de se trabalhar com o modelo. Isso foi levado em consideração no momento da escolha da dimensão dos blocos, assim como a extensão do modelo.

Seqüenciamento da operação

Utilizando-se o modelo do reservatório, o passo seguinte é como alcançá-la, determinando onde serão feitos os poços de produção. Para realizar esta etapa é necessário o conhecimento dos objetivos de produção. Deve-se ter especial atenção com os trabalhos de operacionalização, que devem ser coerentes com a jazida.

A análise da área mais favorável para a localização dos poços é fundamental para a estratégia de produção. Essa análise foi baseada na decomposição do modelo de blocos em camadas (Figura 4.3.3).

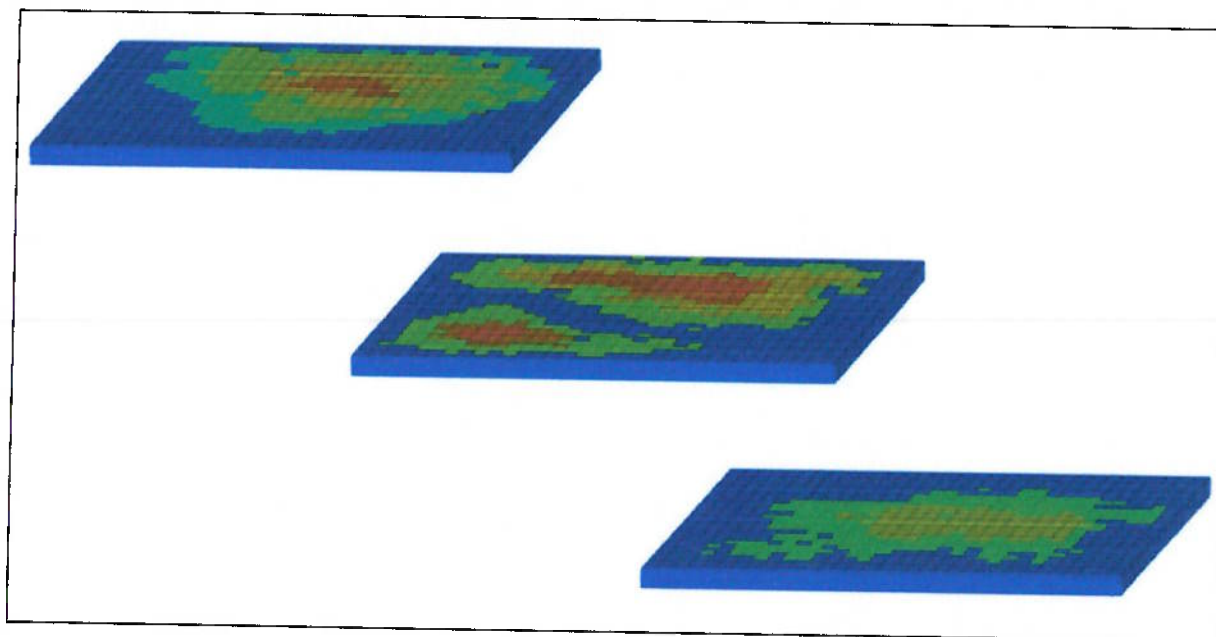


Figura 4.3.3 – Decomposição do modelo de bloco em camadas

Com isso podemos realizar secções horizontais ao longo da profundidade de interesse 3000 m, onde se localizam os reservatórios. Esse modelo bidimensional é mostrado a seguir:

Cota 3000 m

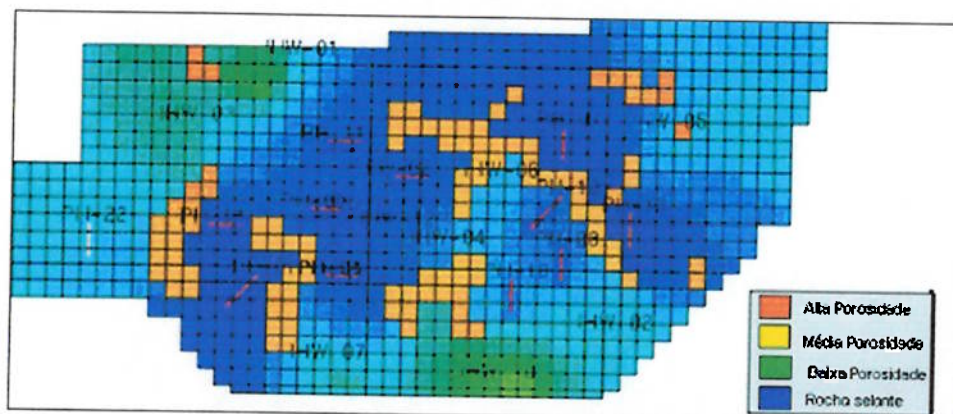


Figura 4.3.4 – Secção horizontal do modelo de blocos na cota 3000 m

Cota 3050 m

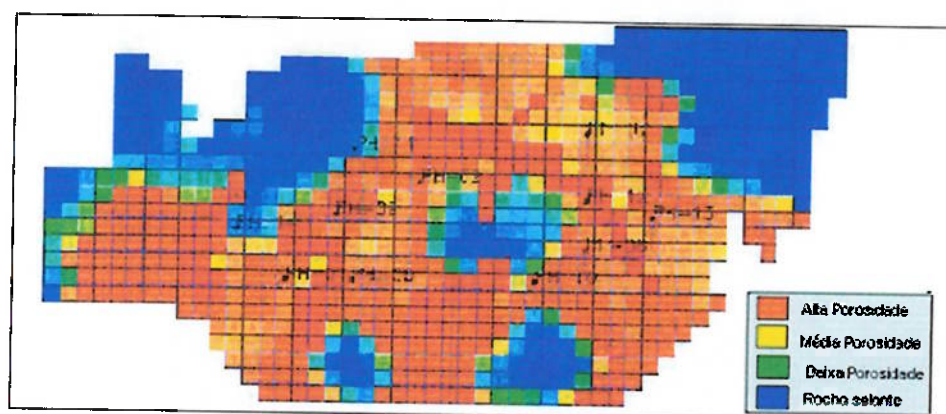


Figura 4.3.5 – Secção horizontal do modelo de blocos na cota 3050 m

Cota 3100 m

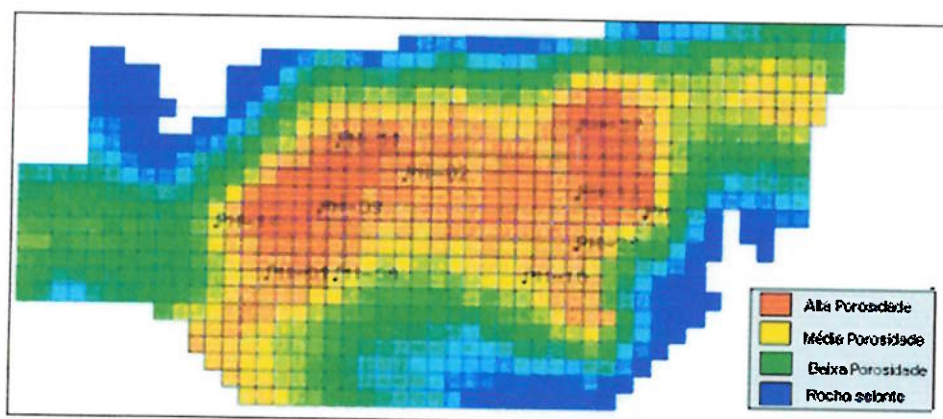


Figura 4.3.6 – Secção horizontal do modelo de blocos na cota 3100 m

Com base nessas figuras observamos que se trata de um reservatório anticlinal (**Figura 4.3.7**), com isso a melhor forma de iniciar a abertura de novos poços produtores é em regiões que apresentem alta porosidade, onde está o reservatório de óleo. Estas regiões são delimitadas com a utilização de mapas bidimensionais, podemos assim definir onde alocar os poços.

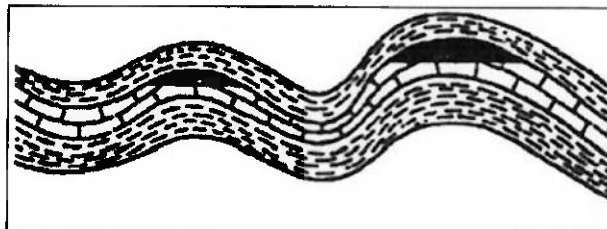


Figura 4.3.7 – Armadilha Estrutural: Anticlinal (Fonte: Thomas 2001)

Os poços produtores podem ser identificados nas **Figura 4.3.4**, **Figura 4.3.5** e **Figura 4.3.6**. Os poços produtores são os de cota mais elevados que darão vazão ao escoamento dos derivados do petróleo. A localização dos poços está na área em que há os arenitos (blocos vermelhos), e logo abaixo das rochas selantes folhelhos (blocos azuis).

Os poços injetores se localizam em um nível inferior para que o líquido injetado (água que possui uma densidade maior do que a do óleo), force o petróleo a se situar nas camadas superiores e possa ser escoado pelos poços produtores.

4.4 Resultados

O resultados obtidos foram o modelo de bloco gerado e os mapas bidimensionais. A produção pode ser inferida através das metas de produção, conforme a necessidade de produção podem-se abrir mais ou menos poços de produção.

Os resultados do projeto de exploração e produção serão apresentados de modos descritos em plantas topográficas e visualização em três dimensões. A localização dos poços é mostrada nas figuras geradas.

Visualização em três dimensões: é possível visualizar os cenários mencionados em três dimensões de qualquer direção, utilizando qualquer computador compatível com tal tecnologia.

4.5 Análise, Interpretação e Reconciliação dos Resultados

O plano de investimento de uma companhia de petróleo é, normalmente, realizado através de uma análise de alternativas de investimento (“portfolio”). A seleção das possíveis opções é baseada na comparação de desempenhos e as decisões são influenciadas pelo cenário econômico. O primeiro passo da simulação consiste na escolha do cenário econômico.

Parâmetros como preço de venda do óleo e gás, taxa interna de retorno, investimentos, custos operacionais e taxas governamentais devem ser definidos. Esta é uma importante etapa, pois pode afetar significativamente o plano de otimização. Dependendo do cenário e das

características do reservatório, o processo privilegiará mais investimentos ou redução de custos.

Nesta etapa, traça-se um paralelo entre o que realmente foi retirado da jazida durante um período e o que foi planejado neste mesmo período. A partir dessa fase inicia-se um método iterativo, observando os dados reais com as metas de produção previamente estabelecidas.

Novas plantas topográficas, visualizações em 3D e planilhas eletrônicas de resultados são elaboradas, analisadas, interpretadas e reconciliadas. Deste modo, garante-se sequência ao ciclo do planejamento, sempre com dados atualizados, dando suporte às novas decisões.

5. CONCLUSÕES

Nesse projeto desenvolveu-se uma metodologia de produção e exploração de petróleo com a utilização de recursos existentes no Departamento de Engenharia de Minas e petróleo. O objetivo do projeto foi alcançado através de uma adequação da metodologia utilizada para minerações, onde é vastamente utilizado o *software*.

O uso do *software* permite a visualização do desenvolvimento da jazida em forma de modelos de três dimensões. Deste modo, antes de se iniciar os trabalhos de compilação, os dados de alimentação devem ser rigorosamente revisados e analisados, obedecendo a normas preestabelecidas. Somente assim garantiu-se a elaboração de modelos que representem a realidade e um planejamento de lavra que obterá êxito.

Foram obtidos neste projeto um modelo de porosidade média, e seus mapas topográficos ao longo dos poços, com os quais podemos determinar a estratégia de exploração. Este modelo nos fornece tanto a posição dos poços injetores quanto à dos produtores.

Na exploração e produção de petróleo há a busca constante pela diminuição dos gastos na fase de produção, para se evitar o desperdício de dinheiro, atualmente as despesas em pesquisas se tornaram investimentos vitais para a sobrevivência do setor, já que só com investimentos na área de pesquisa (novas tecnologias e metodologias) há a possibilidade de proporcionar acréscimos de produção e a diminuição de incertezas na sua exploração.

Devido à relativa facilidade de manuseio e agilidade na compilação de dados, esta ferramenta pode servir como uma opção viável para a realização da produção e exploração do petróleo. Juntamente com outras tecnologias de simulação, pode vir a diminuir as incertezas inerentes a prospecção de petróleo, já que o número de informações incertas é grande e nessa área cada erro de avaliação pode demandar milhões de dólares.

Uma recomendação para o planejamento é a utilização de *softwares* que possam acompanhar a produção minuto a minuto, para que as respostas sejam rápidas, e haja o reconciliamento das informações com a metodologia adotada. A principal vantagem da utilização desse método é a rápida reconciliação pela facilidade da construção dos modelos.

6. REFERÊNCIAS

ANP, Agência Nacional de Petróleo. Brasil. **Recursos de Petróleo do Brasil**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso: agosto de 2005

AUTODESK – AutoCAD® 2004. **Informação do Produto**. Disponível em <usa.autodesk.com>. Acesso em: outubro de 2005.

BATYCKY, R.P., THIELE, M.R., BLUNT, M. J. **A Streamline-Based Reservoir Simulation of the House Mountain Waterflood**. Stanford Center for Reservoir Forecasting (SCRF) Annual Report, Stanford U., EUA, 1997.

CRUZ, P. S., HORNE, R. N., DEUTSCH, C. V. **The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, SPE 56578, 3-6 Outubro, 1999.

DAMSLETH, E. HAGE, A. E VOLDEN, R. **Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study using Experimental Design**. Offshore Europe Conference, SPE 23139, Aberdeen, 1991.

DATAMINE. **Services and solution for exploration and mining**. UK. Disponível em: <www.datamine.co.uk>. Acesso em: agosto de 2005.

GEOLOGIC INTERPRETATION SYSTEM. **Informações sobre o software Geographix**. Disponível em <www.geographix.com>. Acesso: em setembro de 2005.

GRINESTAFF, G. H. **Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation**. In: SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, SPE 54616, Maio, 1999.

GROSSI, J.; VALENTE J. **Guia Prático para Cálculo de Recursos e Reservas Minerais**. Primeira Versão. Disponível em <www.geologo.com.br/JORC.ASP>. Acesso em: novembro de 2005.

JORC - JOINT ORE RESERVES COMMITTEE. **Mineral Resources and Ore Reserve**. Disponível em <www.jorc.org/main.php>. Acesso em: outubro de 2005.

MASCHIO, C., LIGERO, E. L., SCHIOZER, D. J. **Estudo Comparativo da Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo e pelo Método Tradicional**. In: IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas (ENCIT), CIT02-0051, Caxambu, Minas Gerais, Brasil, 2002.

MATTAX, C. C., DALTON, R. L. **Reservoir Simulation**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, EUA, 1990, 173 p.

MICROSOFT CORPORATION. **Office on line**. Disponível em <office.microsoft.com>. Acesso em: setembro 2005.

RUAN, J. **An Overview of Streamlines Tracer Modeling of Miscible/Immiscible Water Injection IOR.** In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, SPE 75198, 13-17 April, 2002.

SRIKANTA MISHRA. **Alternatives to Monte-Carlo Simulation for Probabilistic reserves Estimation and Production Forecasting.** In: SPE Annual Technical Conference Exhibition. New Orleans. E.U.A. SPE 49313. 1998.

SOUZA JR. O.G. **Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Réservoirs d'un Cône Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des Données Géologiques et Géophysiques.** Thèse de Doctorat, Université Paris 6, Paris, 1997. p. 215.

THIELE, M. R. **Streamline Simulation.** In: 6th International Forum on Reservoir Simulation, Schloss, Austria, p. 3-7 Setembro, 2001.

THOMAS, JOSÉ EDUARDO. **Fundamentos de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência Ltda, 2001. p. 23-53

TYLER, K., SANSDALEN, L. , MAELAND, J.O., AASEN, J.O., SIRING, F., AND BARBIERI, M. **Integrated Stochastic Modelling in Reservoir Evaluation for Project Evaluation and Risk Assessment.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver. E.U.A. SPE 36706. 1996.