



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA**

RAY DIEGO DE LIMA BARBOSA

**MODELAGEM GEOLÓGICA E GEOFÍSICA 2,5-D DE
ESTRUTURAS GEOLÓGICAS COMPLEXAS PRESENTES
NA REGIÃO DE PRÉ-SAL:
EXEMPLO SINTÉTICO**

**BELÉM-PA
2010**

RAY DIEGO DE LIMA BARBOSA

**MODELAGEM GEOLÓGICA E GEOFÍSICA 2,5-D DE
ESTRUTURAS GEOLÓGICAS COMPLEXAS PRESENTES
NA REGIÃO DO PRÉ-SAL:
EXEMPLO SINTÉTICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará, para obtenção do título de Graduado em Geofísica.

Orientador: Dr. Pedro Chira Oliva

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro Garcia de Montalvão

B238m Barbosa, Ray Diego de Lima

Modelagem geológica e geofísica 2,5-D de estruturas geológicas complexas tipo pré-sal: exemplo sintético / Ray Diego de Lima Babosa; Orientador: Pedro Chira Oliva – 2010
41 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Faculdade de Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, Quarto Período de 2010.

1. Indústria petrolífera. 2. Pré-sal. 3. Modelagem 2,5-D. 4. Estruturas geológicas complexas I. Chira Oliva, Pedro, *orient.* II. Universidade Federal do Pará. III. Título.

CDD 20º ed.: 553.28

RAY DIEGO DE LIMA BARBOSA

**MODELAGEM GEOLÓGICA E GEOFÍSICA 2,5-D DE ESTRUTURAS
GEOLÓGICAS COMPLEXAS TIPO PRÉ-SAL:
EXEMPLO SINTÉTICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará, para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Definido e aprovado em: _____/_____/_____

Conceito: _____

Banca examinadora:

Prof. Pedro Chira Oliva - Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Prof. João Carlos Ribeiro Cruz – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Prof. Roberto Vizeu Lima Pinheiro - Membro
Doutor em Geologia
Universidade Federal do Pará

*Ao pai celestial e aos meus pais Raí e Rosa.
Em memória de Raimundo Valentim de Lima.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus em primeiro lugar, pois ele é o responsável pela conclusão deste trabalho e deste curso.

Ao CNPQ pelo auxílio através da bolsa de iniciação científica.

Aos meus pais Raí e Rosa que são meus grandes incentivadores e modelos de pessoas, sempre me apoiando em minhas escolhas.

Aos meus irmãos Diogo e Júnior.

À Maria Gabriela Pantoja pelo companheirismo e amor incondicional.

À Universidade Federal do Pará.

Aos meus amigos George Leal e Marcos Araújo.

Meus amigos e companheiros de curso, Marcelo Fernandes, Anderlon Andrade, Rodrigo Mendonça, David Silva, Herbert, e Brenno Pinheiro pela força e bons momentos dentro e fora da Universidade.

Elias Nascimento pela ajuda com o GOCAD.

Ao professor Pedro Chira pela orientação, disposição e paciência.

RESUMO

Existem áreas na subsuperfície terrestre que apresentam estruturas geológicas complexas (e.g. falhas, domos de sal, diques, dobras, soleiras de diabásio e etc.) que reduzem a qualidade do imageamento sísmico, fornecendo como resultado falsas imagens das estruturas geológicas sob investigação. Nas estruturas rochosas chamadas de pré-sal, onde os reservatórios podem se encontrar entre 5.300m e 7000m de profundidade, abaixo de uma espessa camada de sal que funciona como um selo de vedação, as tecnologias de modelagem e visualização podem ser utilizadas para minimizar o risco exploratório de petróleo e gás, bem como para verificar as diferentes topologias de estruturas complexas, construção de mapas, seções transversais, correlação de poços, simulação de canais, interpretação geológica, modelagem 3D (modelo estratigráfico, modelo de velocidades, reservatórios, bacias sedimentares, superfícies com topologias arbitrárias), e etc. Neste trabalho foi utilizada a ferramenta de modelagem 2,5D com o objetivo de modelar estruturas geológicas complexas na região de pré-sal. Os modelos gerados foram os modelos estrutural, estratigráfico, e de velocidades. Para a construção desses modelos foram consideradas seções geológicas, e sísmicas (dados reais) de bacias sedimentares brasileiras onde existem estruturas presentes na região de pré-sal. Neste modelo destaca-se a presença de um sistema petrolífero compreendido nessa região. Estas estruturas podem fazer parte de bacias sedimentares e estar localizadas em áreas com estruturas adequadas para a acumulação de hidrocarbonetos.

Palavras-Chave: Indústria Petrolífera. Pré-sal. Modelagem 2,5-D. Estruturas geológicas complexas.

ABSTRACT

There are areas that present in the subsurface terrestrial complex geological structures (eg. faults, salt domes, dykes, folds, and diabase sills) that reduce the quality of seismic imaging, providing false images as a result of the geological structures under investigation. In rock structures called pre-salt, where the reservoirs can be found between 5.300me 7000m deep below a thick salt layer that acts as a seal, the modeling and visualization technologies can be used to minimize the risk exploratory oil and gas as well as to check the different topologies of complex structures, construction of maps, cross sections, correlation of wells, channel simulation, geological interpretation, 3D modeling (model stratigraphic model Gear, tanks, basins, surfaces with arbitrary topologies), and so on.

In this paper we used the modeling tool 2.5 D with the goal of modeling complex geological structures in the pre-salt. The models were the models structural, stratigraphic, and speed. For the construction of these models were considered geological sections, and seismic (actual data) of sedimentary basins where there are structures present in the pre-salt. In this model there is the presence of a petroleum system understood in this region. These structures may be part of sedimentary basins and be located in areas with adequate structures for hydrocarbon accumulation.

Key-Words: Petrol Industry. Pre-salt. Modeling 2,5-D. Geological Complex Structures.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	12
2.1	CONHECIMENTOS BÁSICOS DE GEOLOGIA	12
2.1.1	Geologia Estrutural	12
2.1.1.1	Trapas	12
2.1.1.2	Domo de Sal	16
2.1.1.3	Sistema Cárstico	17
2.1.1.4	Pré-sal	20
2.1.1.5	Evaporitos	21
2.1.2	Estratigrafia	22
2.2	CONDIÇÕES PARA A ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO	23
2.3	SISTEMA PETROLÍFERO	24
2.3.1	Rocha Carreadora	25
2.3.2	Rocha Geradora	25
2.3.3	Rocha Reservatório	25
2.3.4	Rocha Capeadora ou Selante	27
3	MODELAGEM	28
3.1	MODELAGEM 2,5-D	28
4	METODOLOGIA	29
5	RESULTADOS	32
6	CONCLUSÕES	40
	REFERÊNCIAS	41

1 INTRODUÇÃO

A recente descoberta do maior campo de petróleo do mundo em áreas de águas profundas e ultras profundas nas Bacias da Margem Sul do Brasil (ex: Bacia de Santos, Campos, e Espírito Santo), onde estão localizadas as primeiras reservas de pré-sal deu início aos trabalhos de exploração nessas grandes profundidades da subsuperfície. Acumulações de petróleo e gás estão associadas com irregularidades estruturais em rochas sedimentares, sendo os anticlinais e os domos as irregularidades mais importantes (TEIXEIRA, 2001).

Tais descobertas foram possíveis devido ao desenvolvimento de novas tecnologias 3-D e 4-D. Essas tecnologias ajudam a diminuir os riscos de exploração de petróleo e gás, bem como a recuperação de poços antigos.

Com uma área de aproximadamente 800 quilômetros de extensão por até 200 quilômetros de largura, que vai do sul da bacia de Santos até a bacia do Espírito Santo e com reservatórios abaixo dos 5000m de profundidade, o pré-sal é um grande desafio devido à alta complexidade geológica, às condições de alta temperatura e pressão, à geometria das rochas, etc.

Da aquisição até a modelagem em profundidade, os dados são transformados por processos diferentes (LECOUR, 2000). O problema principal vem do fato de que cada etapa é feita por equipes diferentes e que todas as escolhas estratégicas não são necessariamente repassadas a partir do primeiro passo para os outros (BASIRE, 1998).

Euler et al. (1999) apresentaram três ferramentas indispensáveis para a edição e atualização de componentes de modelos 3-D na subsuperfície (ex. horizonte, falhas, domo de sal, etc.)

Lecour et al. (2000) propuseram uma nova abordagem para incorporar estimativas de incertezas na modelagem de falhas e grids de falhas.

Kidd e Montilla (2003) desenvolveram métodos de visualização de volumes 3-D para resolver problemas de interpretação de estruturas complexas do cinturão de empurrão e de dobramento do Leste da Venezuela.

Frank et al. (2005) introduziram um novo método para a reconstrução implícita de superfícies descontínuas (ex. um domo de sal) a partir de pontos difratados extraído de dados sísmicos.

Chira Oliva et al. (2008) modelaram o arcabouço estrutural, a estratigrafia e

as velocidades de uma área de interesse da bacia sedimentar do Amazonas (Brasil). Esses resultados contribuem para a resolução e compreensão dos problemas devido à presença de soleiras de diabásio na região.

Mello et al. (2009) construíram uma estrutura geológica 3-D da província de hidrocarbonetos do pré-sal localizados em águas profundas e ultra-profundas na Bacia de Campos (Brasil). O modelo 3-D da bacia contém informações sobre a fonte de riqueza das rochas, distribuição, cinética de querogênio, qualidade de reservatórios, vedação de rochas e geometrias das trapas.

Neste trabalho são apresentados os resultados da modelagem de estruturas geológicas complexas das regiões chamadas de pré-sal onde se percebe a existência de um sistema petrolífero. Estas estruturas geológicas podem fazer parte de bacias sedimentares e áreas com estruturas adequadas para a acumulação de hidrocarbonetos.

Este trabalho abordará os seguintes capítulos:

- Capítulo 1 – nesta parte é apresentada uma breve introdução sobre os trabalhos de modelagem e como esta ferramenta contribui para a redução dos riscos inerentes a exploração na indústria petrolífera.
- Capítulo 2 – são tratados os fundamentos teóricos correspondentes às estruturas geológicas, estratigrafia, condições para acumulação de petróleo, sistema petrolífero e o conceito de pré-sal.
- Capítulo 3 – é apresentada uma breve introdução sobre a modelagem, com destaque para a modelagem 2,5-D.
- Capítulo 4 – são tratados os métodos empregados no trabalho, bem como as etapas utilizadas para a construção dos modelos geológico e geofísico.
- Capítulo 5 – neste capítulo são apresentados os resultados gerados a partir dos dados sintéticos.
- Capítulo 6 – finalmente são apresentadas as conclusões sobre o presente trabalho.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos de geologia, importantes para o trabalho apresentado, referentes às estruturas geológicas que podem ocorrer em um sistema petrolífero e que possam estar relacionadas com as estruturas presentes na região de pré-sal, bem como as condições necessárias para a existência de um sistema petrolífero.

2.1 CONHECIMENTOS BÁSICOS DE GEOLOGIA

Para a construção do modelo geológico utilizado neste trabalho, é muito importante o conhecimento prévio referente às estruturas presentes no estudo em questão. Isto contribuirá para o entendimento na modelagem de estruturas complexas presentes na região de pré-sal.

Dentro da Geologia, os principais ramos que vão nos ajudar a entender as estruturas para construir os modelos estrutural e estratigráfico são a Geologia Estrutural e a Estratigrafia.

2.1.1 Geologia Estrutural

A Geologia Estrutural ocupa-se basicamente das estruturas, sua morfologia e mecanismo de sua formação. É também objeto de seus estudos os mecanismos e processos de deformação e de seus produtos. Os estudos estruturais focam os corpos rochosos de forma global, no que diz respeito as suas estruturas (geometria e/ou morfologia), sua movimentação (cinemática) e a origem desta movimentação (dinâmica).

2.1.1.1 Trapas

Trapas são recipientes que retém o óleo independentemente de suas formas ou origem (lentes, variações locais de porosidade, truncamentos, *overlaps*, falhas e dobras). Trapa ou armadilha é o lugar onde óleo ou gás são impedidos de se movimentar. Uma trapa é composta de uma rocha reservatório contida por uma rocha selante. As formações produtivas (jazidas) podem ocorrer de várias formas e

tamanhos (Figura 1), o que pode influenciar seriamente na sua produtividade (CAPUTO, 1990).

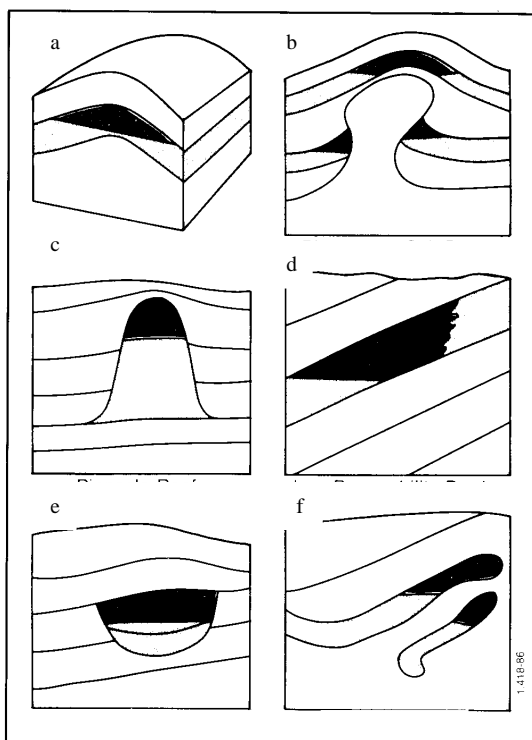


Figura 1 - Principais tipos de jazidas: a) Anticlinal, b) Domo de Sal, c) Recifes, d) Barreira de baixa permeabilidade, e) Canal, f) Armadilhas lenticulares.
 FONTE: Adaptada de Caputo (1990).

As trapas se classificam em:

- **Trapas Estruturais:** São trapas formadas devido a deformações locais, como dobras, falhas, ou ambos. Estas trapas são as que mais aparecem nos mapeamentos de superfície, e as mais facilmente visualizadas em subsuperfície. A estrutura geralmente se estende verticalmente por uma espessura considerável, fazendo com que apareçam trapas em todos os reservatórios por ela afetados (CAPUTO, 1990). Essas trapas ainda podem se classificar como trapas dobradas (Figura 2), e trapas falhadas.

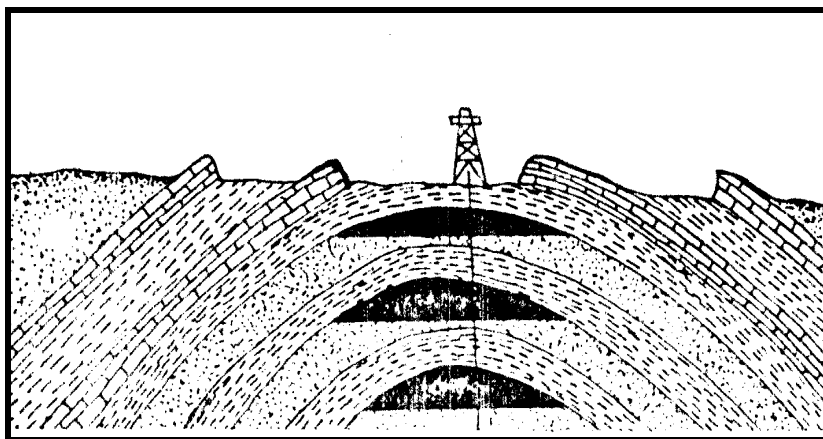


Figura 2 - Tipo de Trapa Estrutural: Trapa dobrada. .
 FONTE: Adaptada de Caputo (1990).

- **Trapas Diapíricas:** São trapas formadas pelo fluxo devido a diferença de densidade entre estratos, como sal e clásticos (Figura 3).

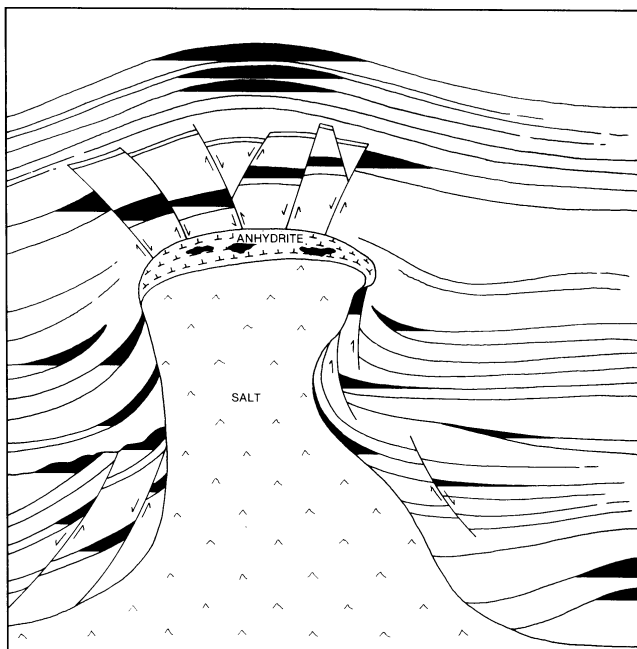


Figura 3 - Trapa associada à Diapirismo Salino.
 FONTE: Adaptada de Caputo (1990).

- **Trapas Estratigráficas:** São trapas formadas por variações na estratigrafia, na litologia, ou mesmo em ambas (Figuras 4 e 5). Essas trapas podem estar associadas a discordância (Supradiscordância e Subdiscordância), ou não associadas a discordância (Deposicional e Diagenética).

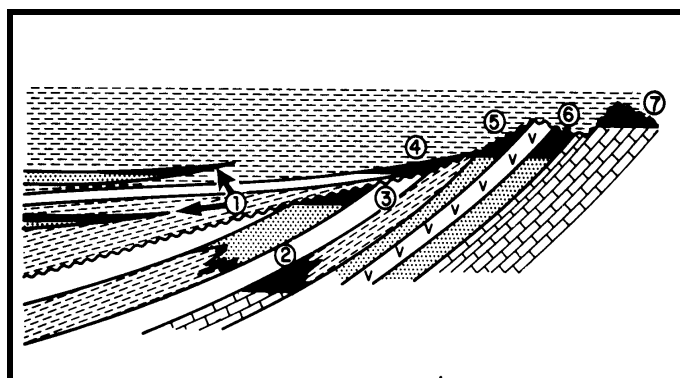


Figura 4 – 1 e 2: Trapas estratigráficas; 3 a 7: Diversas trapas associadas a discordância.
 FONTE: Adaptada de Caputo (1990).

- **Trapas Hidrodinâmicas:** São trapas formadas pela movimentação da água subterrânea (Figura 5).

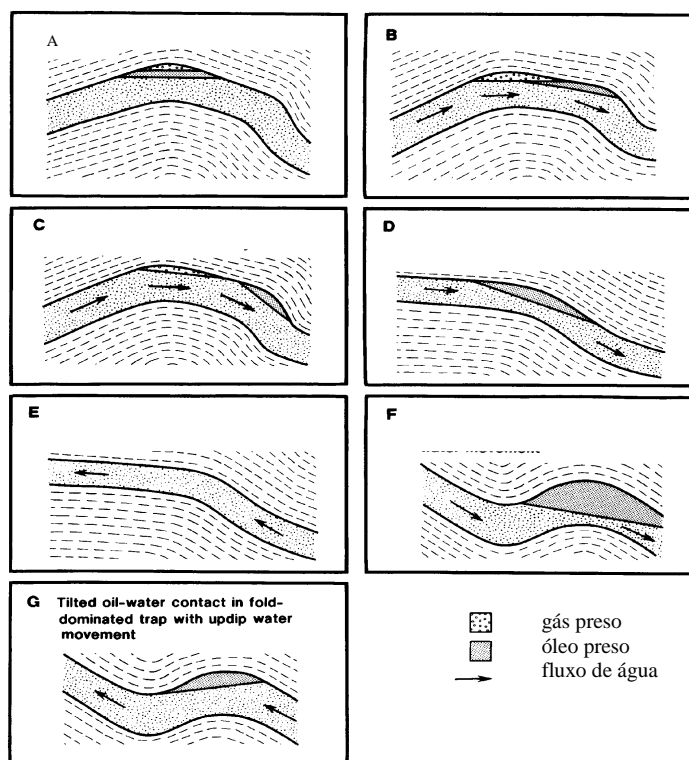


Figura 5 - Ilustrações do efeito da intensidade e direção do fluxo de água e densidade do óleo na configuração das trapas. (A) Trapa hidrostática generalizada. (B) Trapa hidrodinâmica generalizada. (C) Trapa hidrodinâmica com acréscimo de fluxo de água ou óleo denso. (D) Trapa hidrodinâmica com encerramento estático criado por mergulho do fluxo de água para baixo. (E) Mesma situação com mergulho para cima. (F) Contato água-óleo inclinado na dobra com fluxo de água para baixo. (G) Contato água-óleo na dobra com fluxo de água para cima.
 FONTE: Caputo (1990).

- **Trapas combinadas:** São trapas formadas pela combinação de características estruturais e estratigráficas (Figura 6).

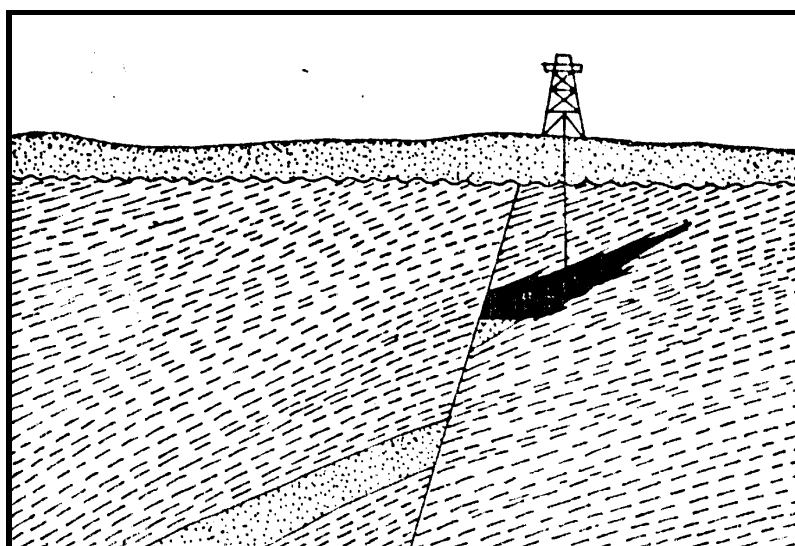


Figura 6 - Jazida de petróleo combinada, onde ocorre a mudança de permeabilidade, mergulho acima e envolvimento de falha.

FONTE: Adaptada de Caputo (1990).

2.1.1.2 Domo de Sal

Um domo é uma estrutura resultante da deformação de rochas sedimentares consistindo de anticlinais com inclinações simétricas (Figura 7). O seu contorno geral numa carta geológica é circular ou oval. Os estratos num domo foram erguidos, e se o topo do domo for removido pela erosão, o resultado é uma série de estratos concêntricos que são progressivamente mais antigos quanto mais se aproxima do centro do domo, com as rochas mais antigas expostas no centro. Muitos domos geológicos são demasiado grandes para poderem ser apreciados à superfície, sendo aparentes apenas em mapas. O domo de Sal (diápiro de sal) pode dobrar as estruturas originando trapas de dobramento, com condições apropriadas para acumulação de hidrocarbonetos.

Por exemplo, a quantidade de óleo descoberta até o momento na Bacia de Campos está diretamente relacionada ao grande potencial de geração das rochas pré-sal de idade Barremiana do período Cretáceo. Várias das grandes acumulações estão distribuídas em reservatórios de diferentes idades, incluindo carbonatos lacustres da fase rifte, carbonatos marinhos da Seqüência Albiana e arenitos turbidíticos das seqüências Cretáceas e Terciárias, sendo parte significativa delas em trapas estratigráficas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade Barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal.

Na Bacia de Santos que possui uma área total de aproximadamente 350.000 km², ocorrem as descobertas mais promissoras de petróleo e gás do Brasil. Quatro blocos dessa Bacia têm objetivos nos reservatórios do pré-sal, com potencial para conter recursos de petróleo leve.

Na Bacia do Espírito Santo com uma área total de, aproximadamente, 90.000 km², as rochas geradoras são os folhelhos lacustres pré-sal da Formação Mariricu de idade Barremiana com teores de Carbono Orgânico Total (COT) de até 2% e os folhelhos marinhos da Formação Urucutuca com teores de Carbono Orgânico de até 4%. Uma rota de migração considerada a partir dos folhelhos da Formação Mariricu ocorre ao longo de falhas de borda do rifte e falhas listricas normais, superfícies de discordância e através de janelas de sal. Rotas de migração adicionais a partir da Formação Urucutuca ocorrem ao longo de falhas listricas normais e superfícies de discordância até os reservatórios superiores.

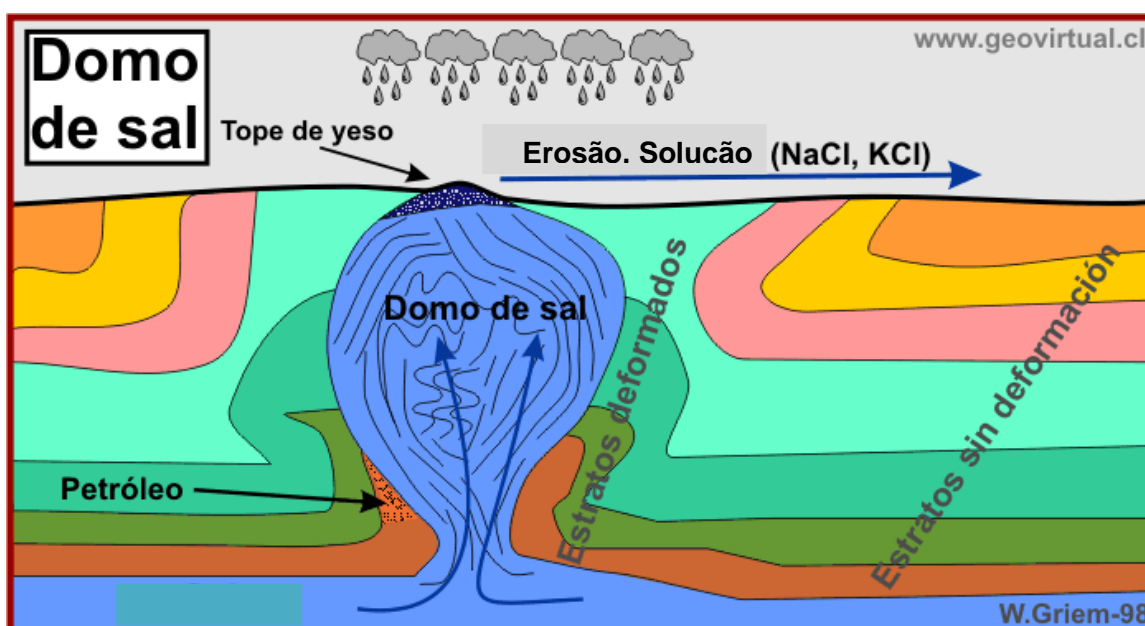


Figura 7 - Ilustração de uma estrutura em domo.
 FONTE: geovirtual2.cl/geologiageneral/gcap05f.htm

2.1.1.3 Sistema Cárstico.

É o tipo de relevo que se desenvolve sobre rochas solúveis, principalmente carbonáticas. Pode-se distinguir o carste em exocarste, (representado principalmente pelas dolinas, paredões e vales) e endocarste, representado principalmente pelas cavernas. Esse sistema é formado pela dissolução de certos tipos de rochas pela água subterrânea. Ocorrem, mais comumente, mas não

exclusivamente, nas rochas carbonáticas como o calcário (GILLIESON, 1996). Do ponto de vista hidrológico e geomorfológico, sistemas cársticos (Figura 8), são constituídos por três componentes principais, que se desenvolvem de maneira conjunta e interdependente:

- Sistemas de cavernas – formas subterrâneas acessíveis à exploração;
- Aquíferos de condutos – formas condutoras de água subterrânea;
- Relevo cárstico – formas superficiais.

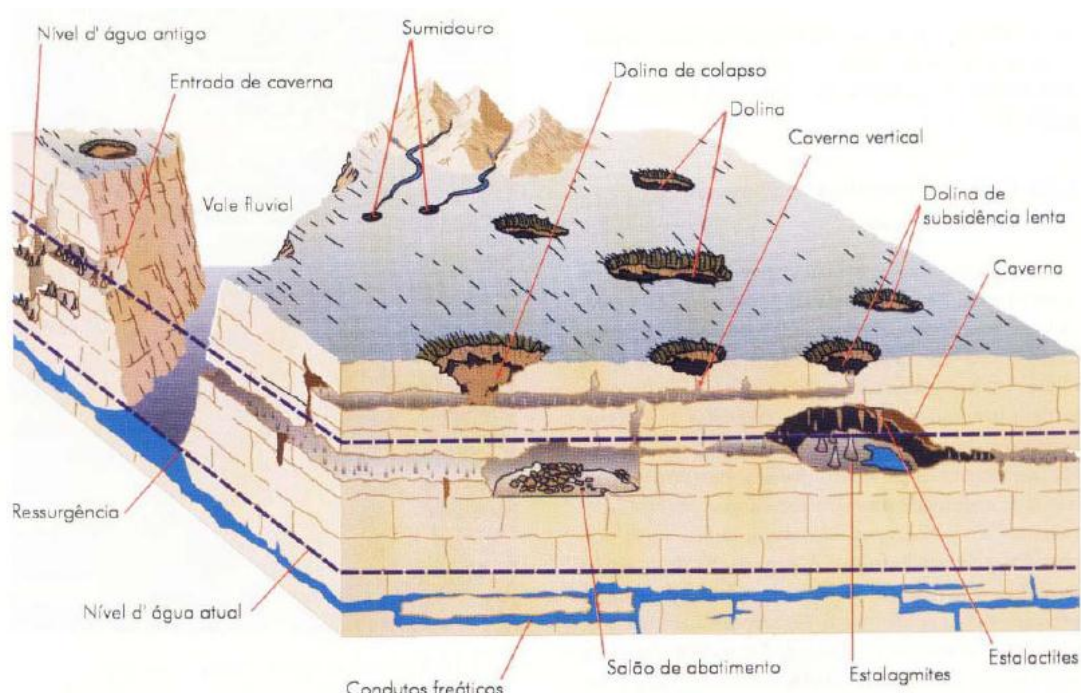


Figura 8 - Componentes principais do sistema cárstico.
 FONTE: Adaptada de TEIXEIRA et al. (2001).

Os principais componentes do sistema cárstico são:

- **Dolinas:** São depressões cônicas, circulares na superfície, lembrando a forma de um funil. Dolinas de dissolução (Figura 9) formam-se com a dissolução a partir de um ponto de infiltração na superfície da rocha (zona de cruzamento de fraturas). Crescem em profundidade e diâmetro, conforme a rocha e o material residual são levados pela água subterrânea. Dolinas de colapso (Figura 10) são aquelas geradas a partir do colapso as superfícies devido ao abatimento do teto de cavernas ou outras cavidades em profundidade. No primeiro tipo de dolina a subsidência do terreno é lenta, enquanto no segundo, é rápida, frequentemente dando acesso a cavernas.

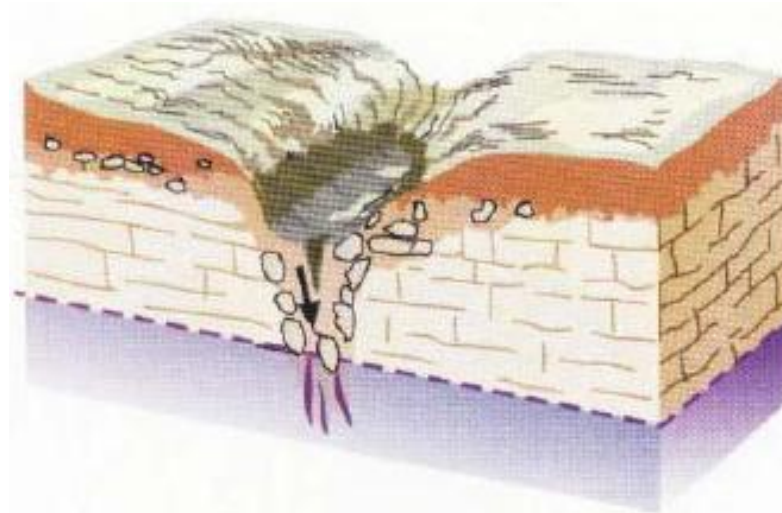


Figura 9 - Dolina de subsidência lenta.
FONTE: Adaptada de TEIXEIRA et al. (2001).



Figura 10 - Dolina de colapso.
FONTE: Adaptada de TEIXEIRA et al. (2001).

- **Vales de abatimento:** São formados quando galerias de cavernas sofrem abatimento, frequentemente expondo rios subterrâneos, e geram depressões alongadas com vertentes verticalizadas.
- **Estalactites e Estalagmites:** São tipos de **espeleotemas**, que são um conjunto de formas e ornamentações, produzido pela deposição de minerais nos tetos, paredes, e pisos das cavidades das cavernas acima do nível freático. Os estalactites são geradas a partir de gotas que surgem em fraturas nos tetos das cavernas e crescem em direção ao piso. Os estalagmites crescem do piso em direção à origem do gotejamento (Figura 11).



Figura 11 - Estalactite do tipo canudo, e estalagmite embaixo ao centro.
FONTE: Adaptada de TEIXEIRA et al. (2001).

2.1.1.4 Pré-sal

O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, no Golfo do México, no oeste da costa africana, no sul do Mar do Norte e no Oriente Médio com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000m (site da PETROBRAS).

O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. Os reservatórios podem estar localizados entre 5.300 e 7.000 m de profundidade (Figura 12).

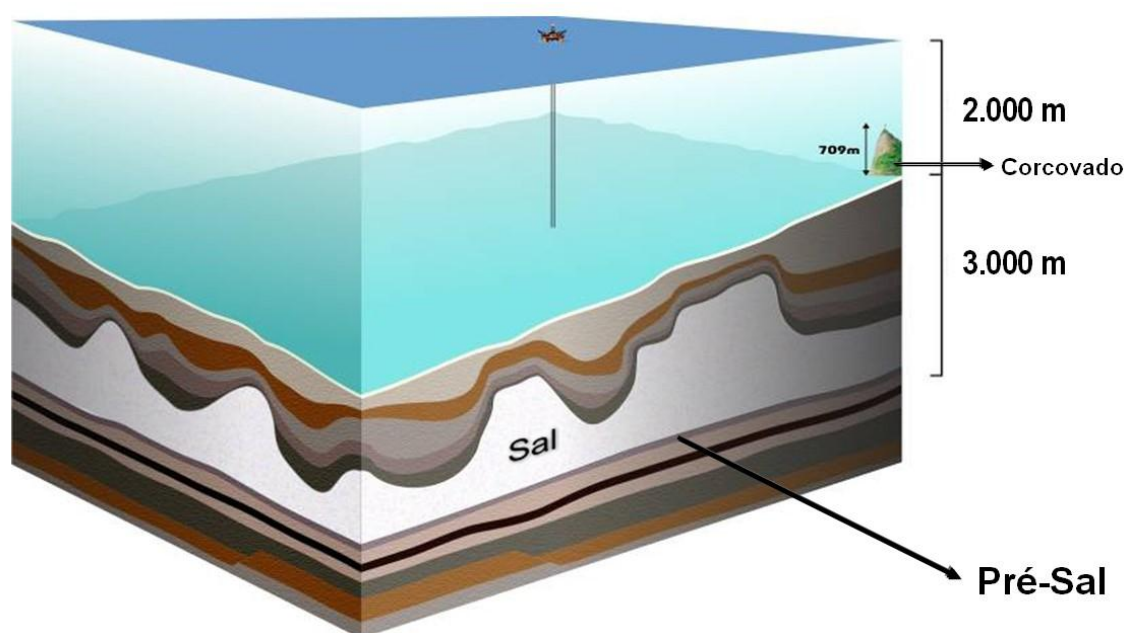


Figura 12 – Ilustração das estruturas rochosas presentes na região de pós-sal e pré-sal do litoral brasileiro.

FONTE: (horusstrategy.com.br).

2.1.1.5 Evaporitos

Evaporito é uma rocha sedimentar que apresenta camadas de minerais salinos, sendo o principal a halita, estes são depositados diretamente de salmouras em condições de forte evaporação e precipitação de bacias de sedimentação restritas, quentes e subsidentes. Tais depósitos de sais podem ser de origem continental ou marinha onde há aporte periódico de água salgada. O principal ambiente de formação corresponde ao de lagunas em climas tropicais com forte e contínua evaporação, acompanhadas de afluxo sistemático ou intermitente de água salgada do mar e com pouco ou nenhum aporte de sedimentos clásticos. A precipitação do sal acontece quando o soluto atinge o ponto de saturação salina daquele componente. Desta maneira a deposição de camadas salinas ocorre em uma seqüência ou sucessão de salinização progressiva da bacia de deposição, dos sais menos solúveis para os mais solúveis; por exemplo, gipsita e anidrita nas camadas inferiores e halita, silvita e carnalita nas camadas superiores. Os evaporitos são encontrados em várias bacias de hidrocarbonetos ao redor do mundo (MACKAY, 2007).

Oliveira et al. (1985), estudaram os aspectos geológicos das rochas salinas principalmente na Bacia de Campos. De acordo com este trabalho a formação dos evaporitos no Brasil ocorreu à cerca de 135 milhões de anos, ou seja, no Cretáceo Inferior. O processo de separação continental deu origem a golfos, anteriores a separação total (mar aberto), ao longo de toda costa atual, o que propiciou condições de restrição do fluxo de água do mar. Todo este processo associado a condições ambientais como clima seco e quente, ventilação, evaporação, alimentações da fonte de água e restrição morfológica foram favoráveis para formação de depósitos evaporíticos no litoral brasileiro. Segundo um modelo proposto, o movimento de ascensão de corpos salinos chamado de halocinese, originados em depósitos evaporíticos foi local, dentro de cada uma das lagunas, ao longo da bacia. Tal fenômeno pode penetrar e deformar as camadas de rochas mais densas acima do sal e produzir estruturas dômicas.

Os evaporitos são encontrados em áreas que passaram por um tempo geológico de alta evaporação ou precipitação. Os evaporitos em geral têm a estrutura de um domo, formado quando uma camada espessa de sal encontrada no fundo começa a atravessar verticalmente as camadas superiores, cujo processo demora milhões de anos. A presença de estruturas salinas leva a condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, aumentando a probabilidade de sucesso na prospecção de óleo e gás (MACKAY, 2007).

Sendo assim, o evaporito é uma rocha selante de hidrocarbonetos por excelência. Por outro lado, muitos problemas operacionais como o aprisionamento de coluna de perfuração e o colapso do poço têm sido registrados pela indústria do petróleo quando se está perfurando através de espessas camadas de sal. Além disso, a deformação de sedimentos adjacentes do sal, combinado com as tensões de perturbações causadas pela presença do sal traz normalmente um risco na zona de transição, tais como a instabilidade do poço ou problemas de perda de circulação.

2.1.2 Estratigrafia

É a ciência que trata de descrever todos os tipos de rochas presentes na crosta terrestre (rochas ígneas, metamórficas, e sedimentares). Estuda também sua organização em unidades mapeáveis distintas com base em suas propriedades

inerentes ou atributos. É também o estudo da gênese, da sucessão no tempo e no espaço, e da representatividade areal e vertical das camadas e seqüências de rochas de uma determinada região, com isso buscando determinar os eventos, processos e ambientes geológicos associados, o que inclui nesse contexto, a determinação de fases de erosão ou de ausência de deposição (superfícies de discordâncias) (CARLO, 1979). Segundo sua etimologia, é a descrição de estratos, isto é, de camadas do terreno que constituem a crosta terrestre.

A estratigrafia tem por objetivo organizar o conhecimento geológico através da caracterização de unidades estratigráficas com seu envolvimento vertical e lateral, estabelecer correlações geológicas entre regiões diferentes, com isso estabelecendo fundamento para a história da evolução da geologia local, regional e mundial.

Ela envolve também a determinação da sucessão geral das rochas de uma região, incluindo acontecimentos que modificaram a forma ou estruturas e a natureza dos pacotes de rochas, tais como: tectonismo e metamorfismo das rochas, intrusão de corpos magmáticos, e intrusão de corpos de sal (halocinese).

A estratigrafia é a chave para entender a evolução da crosta da Terra e seus materiais, estrutura e vida passada. Ela abrange tudo o que aconteceu na história do planeta (CAPUTO, 1990).

2.2 CONDIÇÕES PARA ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO

A seguir é apresentado as principais condições para que o petróleo seja acumulado em uma determinada rocha (CAPUTO, 1990). As mesmas são:

- Trapas estruturais, estratigráficas ou combinadas.
- Rocha geradora de petróleo com considerável quantidade de matéria orgânica dispersa.
- Rochas que protejam a acumulação de petróleo ou gás natural contidos na trapa. São as rochas capeadoras ou selantes.
- Rochas reservatório dotadas de porosidade e permeabilidade adequadas.

- Associação adequada entre rochas geradoras e os reservatórios.
- Matéria orgânica com boa qualidade, quantidade e bom grau de maturação.
- Condições hidrodinâmicas na subsuperfície que não permitam a expulsão dos hidrocarbonetos das trapas.
- Canais adequados à migração secundária dos hidrocarbonetos, desde as suas matrizes até às trapas. Podem ser rochas condutoras porosas e permeáveis ("carrier beds") ou zonas de intenso fraturamento.
- Relações temporais (timing) adequadas para que a migração secundária das matrizes para a trapa ocorra no tempo certo, quando as trapas já estiverem formadas.
- História geológica da região que não inclua episódios de destruição das trapas por erosão, fraturamento ou por metamorfismo, quando os hidrocarbonetos poderão ser destruídos (queimados).
- Sobrecarga sedimentar adequada para facilitar a migração primária de hidrocarbonetos e a maturação da matéria orgânica. Dependendo do grau geotérmico da bacia, será necessária uma maior ou menor sobrecarga sedimentar para que a matéria orgânica possa maturar.

Existindo todos esses fatores, o petróleo é finalmente acumulado, através da migração secundária, nas rochas permoporosas em condições de trapa. A trapa estrutural se caracteriza pela forma convexa de sua parte superior, em combinação com uma rocha reservatório porosa, que tem, acima, uma rocha relativamente impermeável, denominada rocha capeadora ou selante.

2.3 SISTEMA PETROLÍFERO

O sistema petrolífero é um sistema físico-químico dinâmico de geração e concentração de hidrocarbonetos, resultante da convergência temporal de um

conjunto de elementos e processos (Figura 13).

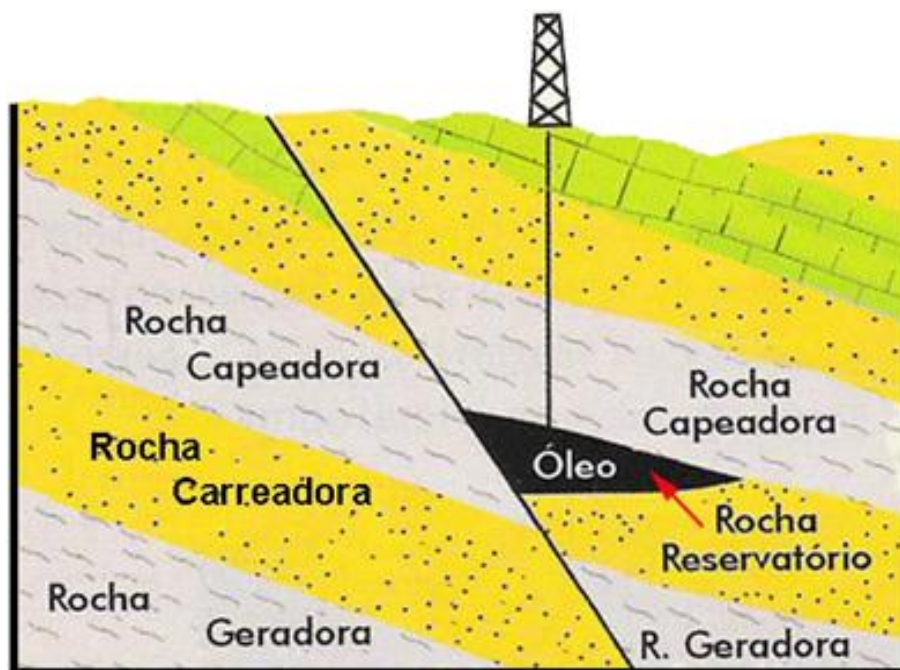


Figura 13 - Ilustração de um sistema petrolífero.
 FONTE: Adaptada de Caputo (1990).

2.3.1 Rocha Carreadora

É a rocha que transporta o hidrocarboneto da rocha geradora até a rocha reservatório. É uma rocha de alta permeabilidade.

2.3.2 Rocha Geradora

É a rocha que contém quantidades adequadas de matéria orgânica, com potencial de gerar petróleo.

2.3.3 Rocha Reservatório

Dá-se o nome de rocha reservatório qualquer rocha (ígneia, metamórfica ou sedimentar) na qual o petróleo se acumula. Reservatório é, pois, toda rocha capaz de estocar fluidos. A condição exigida é a presença de poros e que estes estejam interconetados ou tenha fraturas interconectadas.

O reservatório é formado por um arcabouço sólido com interstícios que são acumulados em arenitos e calcários, pelo fato de serem essas rochas reservatório

as mais abundantes.

A rocha reservatório pode se dividir em três partes, que são o arcabouço, a matriz e o cimento (Figura 14). Em subsuperfície possuem poros que podem ser preenchidos por água, óleo, e gás (CAPUTO, 1990). A seguir descrevemos as partes dessa rocha:

- **Arcabouço:** Parte constituída pelas frações mais grosseiras e que constitui a estrutura da rocha lhe dando sustentação. No caso dos conglomerados o arcabouço é constituído pela fração maior dos grânulos, ou seja, todo material maior que 2mm. No caso dos arenitos, o arcabouço é constituído pela fração do tamanho da areia, isto é, todo material compreendido entre 2,0 - 0,062mm. O espaço existente entre as partículas ou grãos do arcabouço é denominado de espaço intersticial ou poro. As rochas de granulometria fina não têm arcabouço.
- **Matriz:** Fração fina dos sedimentos transportada por suspensão. É o elemento responsável pela consistência da rocha. Geralmente a matriz é constituída por um ou mais minerais de argila.
- **Cimento:** Fração precipitada quimicamente na superfície dos grãos das rochas clásticas e é o responsável pela rigidez da rocha. Geralmente o cimento é constituído por sílica, sulfatos de cálcio, carbonato de cálcio e magnésio ou óxidos e hidróxidos de ferro. Pode ser escasso, abundante ou mesmo estar ausente. Quando existente tende a obliterar os espaços vazios preexistentes, tornando a rocha mais fechada ou menos porosa, pois o cimento expande-se nas superfícies livres dos grãos que se abrem nos poros.



Figura 14 - Componentes de um arenito reservatório.
 FONTE: CAPUTO, (1990).

2.3.4 Rocha Capeadora ou Selante

Atendida as condições de geração, migração e reservatório, para que se dê a acumulação de petróleo, existe a necessidade que alguma barreira se interponha no seu caminho. Esta barreira é produzida pela **rocha selante**, cuja característica principal é sua baixa permeabilidade.

Além da impermeabilidade, a rocha selante deve ser dotada de plasticidade, característica que a capacita manter sua condição selante mesmo após submetidos a esforços determinantes de deformação. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e os evaporitos (sal). Outros tipos de rochas também podem funcionar como tal.

3 MODELAGEM

É o ato de simular os efeitos a partir de um modelo físico ou matemático (modelagem direta) ou inferir o modelo físico correspondente aos efeitos observados (modelagem inversa). Modelagem também é o conjunto de métodos matemáticos usados para produzir um modelo de topografia, geometria e propriedades petrofísicas de um objeto geológico em estudo, tendo em conta todos os tipos de dados relativos a esses objetos. Permite ver partes internas de uma determinada estrutura, gerando uma imagem de um possível reservatório à milhares de metros abaixo da superfície (MALLET, 2008).

3.1 MODELAGEM 2,5-D

A modelagem sísmica é uma poderosa ferramenta para resolver problemas na área de exploração de óleo e gás, e neste caso como a estrutura em questão está a grandes profundidades nunca antes exploradas, os modelos obtidos serão de grande eficácia na caracterização e monitoramento de futuros reservatórios. Esta modelagem é dita 2,5-D, pois a propriedade física é constante no eixo y, não variando ao longo desse eixo. Enfim, através da visualização de diversos ângulos do modelo, pode-se ter uma visão geral das partes estruturais e estratigráficas mais importantes do mesmo.

4 METODOLOGIA

Para a modelagem serão utilizados dados sintéticos gerados a partir de exemplos reais de bacias sedimentares do litoral brasileiro (ex: Bacia de Campos, Bacia de Santos e Bacia do Espírito Santo) onde estão localizadas estruturas complexas presentes na região de pré-sal.

Todos os modelos que são apresentados neste trabalho foram obtidos com o software **GOCAD** (Geological Object Computer Aided Design), que permite construir qualquer parte de um modelo em subsuperfície ou em superfície, para aplicação em Geologia, Geofísica e Engenharia. Da mesma maneira pode ter outras aplicações como, por exemplo, no planejamento para perfuração de poços, na modelagem de subsuperfícies com diversas topologias, propriedades estatísticas e etc.

A seguir serão apresentadas as modelagens abordadas neste trabalho.

Modelagem Geológica 2,5-D

Para a construção do modelo geológico 2,5-D são consideradas as seguintes etapas (GOCAD, 2008):

1. Importar as imagens de cada seção geológica interpretada como objetos Voxet.
2. Digitalizar cada refletor a partir de pontos em todas as seções anteriores.
3. Criar limites (e.g. curvas) a partir do conjunto de pontos digitalizados para cada refletor.
4. Construir uma superfície correspondente a cada interface da etapa anterior.

Um objeto Voxet é definido como uma malha regular constituída por células (GOCAD, 2008).

Modelagem Estratigráfica 2,5-D

Para a construção do modelo estratigráfico será utilizado o Workflow-based reservoir grid modeling. Este workflow facilita a construção de modelos estratigráficos, também chamados de malhas estratigráficas ou malhas de reservatórios 3-D.

As malhas estratigráficas (SGrid) são controladas pelas estruturas do topo e

da base neste caso, e são atualizados com novos dados avaliáveis. Estas malhas são construídas com a finalidade de distribuir as propriedades do reservatório e realizar uma simulação do fluxo dos fluidos. Para sua construção utilizaremos horizontes interpretados ou modelos estruturais com múltiplos horizontes na direção da profundidade, falhas normais, etc.

As etapas para a construção de um modelo estratigráfico (GOCAD, 2008) são as seguintes:

1. Selecionar o método para construir a malha do reservatório.
2. Selecionar o topo e a base dos horizontes do reservatório.
3. Selecionar o método para construir a malha.
 - 3.1. Preparar os horizontes topo e base.
 - 3.2. Associar os horizontes topo e base.
 - 3.3. Criar a malha da área de estudo.
4. Definir as unidades estratigráficas intermediárias.
5. Construir a malha do reservatório.
 - 5.1. Definir as camadas dentro das unidades estratigráficas.
 - 5.2. Construir a malha do reservatório.

Modelagem de velocidades 2,5-D

O módulo Velocity Modeling permite construir malhas 2,5-D e realizar conversões tempo-profundidade através da modelagem da coluna geológica completa, localizando exatamente reservatórios e delimitando importantes perfurações de risco na cobertura.

Modelos de velocidade exatos melhoram a qualidade de imagem e melhoram os resultados de perfuração em ambientes com desafios sob a orientação de modelos 3-D específicos.

As etapas para a construção do modelo de velocidades (GOCAD, 2008) são as seguintes:

1. Criar um Voxet a partir dos vértices ou vetores.
2. Adicionar ou especificar as superfícies que serão incluídas em um Voxet Model.
3. Construir o Voxet Model.
4. Criar um modelo de propriedades.
5. Criar a propriedade (neste caso, a velocidade).

6. Criar os valores da propriedade para as diversas camadas que constituem o modelo de velocidades.

O Voxet model é um volume com uma malha que está confinada a uma grade do voxet. Este modelo é um volume limitado que consiste de sub-volumes com malhas chamadas de camadas.

5 RESULTADOS

Para construir os modelos de estruturas geológicas complexas da região de pré-sal foram usados como referências dados reais, e seções geológicas interpretadas. Estes dados e seções são apresentadas nas figuras 15, 16 e 17. A partir dos mesmos foi gerado o modelo sintético.

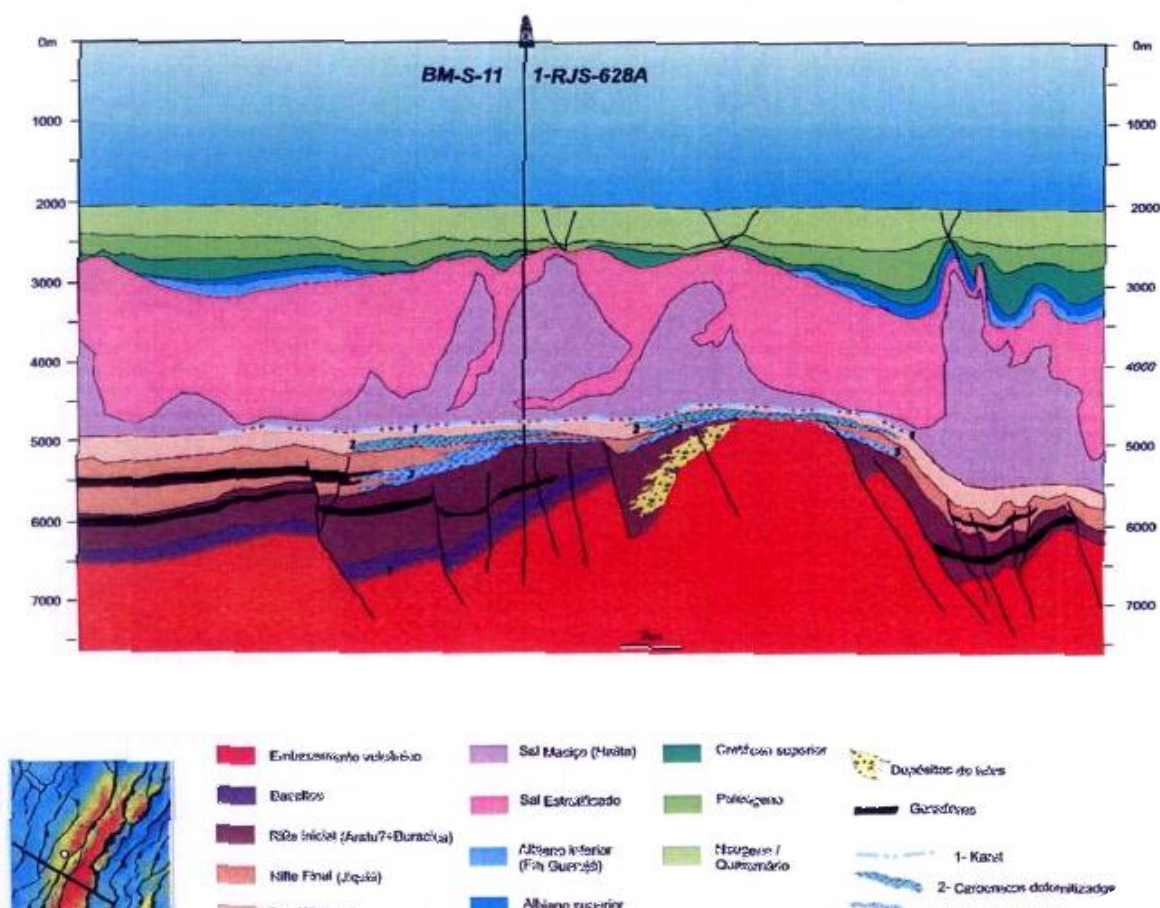


Figura 15 – Seção geológica de uma área de pré-sal localizada no sudeste brasileiro.
 FONTE: Cedida pela ANP.

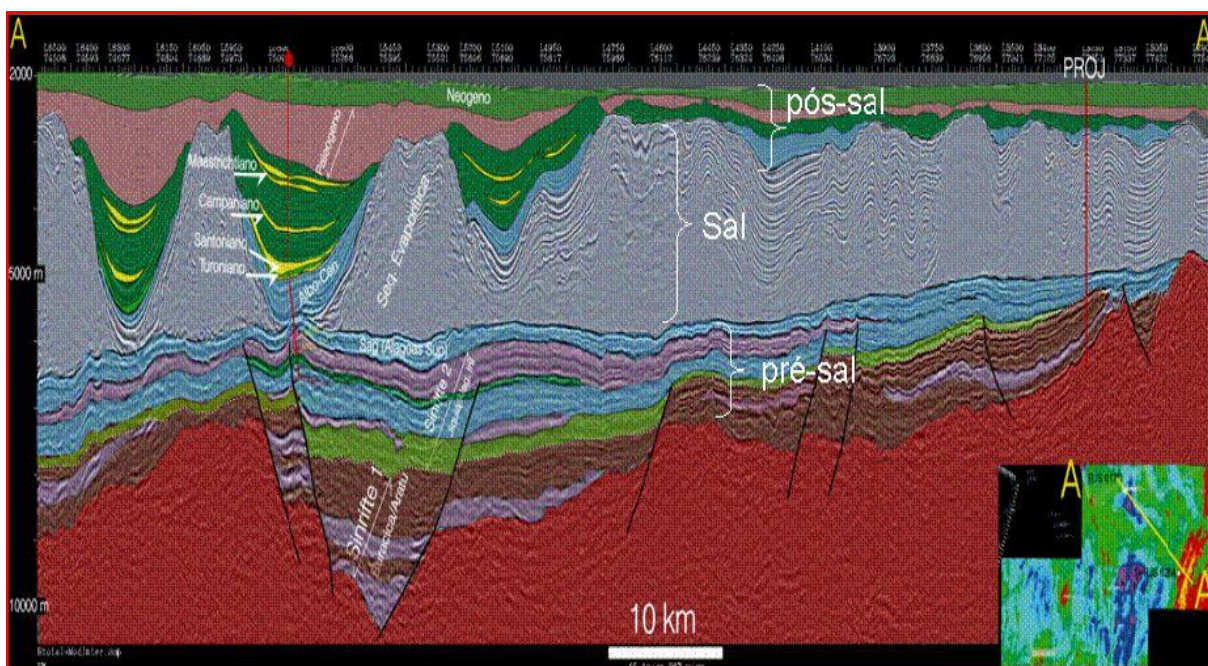


Figura 16 – Seção Sísmica de uma região de pré-sal localizada na bacia de Santos.
 FONTE: Formigli, 2007, PETROBRAS.

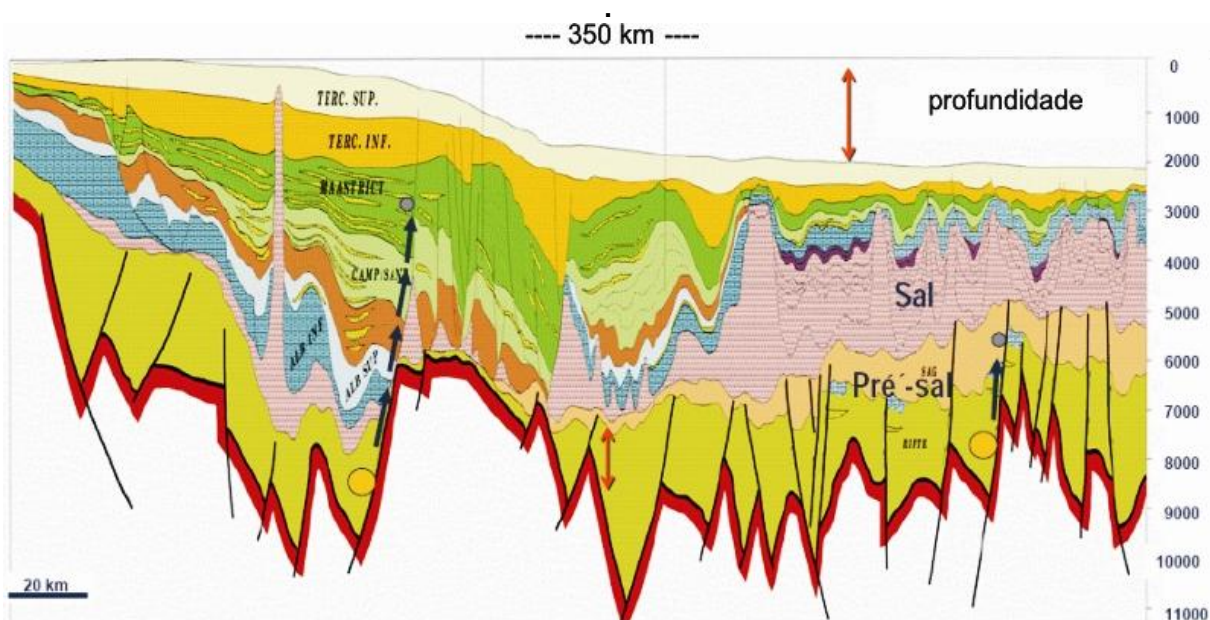


Figura 17 – Ilustração de uma região de pré-sal.
 FONTE: PETROBRAS.

A partir do modelo sintético gerado foram construídos os modelos geológicos e geofísicos contendo a estrutura do pré-sal com a presença de um sistema petrolífero.

Fazem parte do modelo geológico, o modelo estrutural e o modelo estratigráfico.

Para construir o modelo estrutural foram utilizadas doze camadas e treze

superfícies (Figura 18). Neste modelo são apresentados o domo de sal (sal maciço) que funciona como selante, as rochas reservatórios, as geradoras, e três falhas cortando a parte inferior da estrutura petrolífera (Figuras 18 e 19).

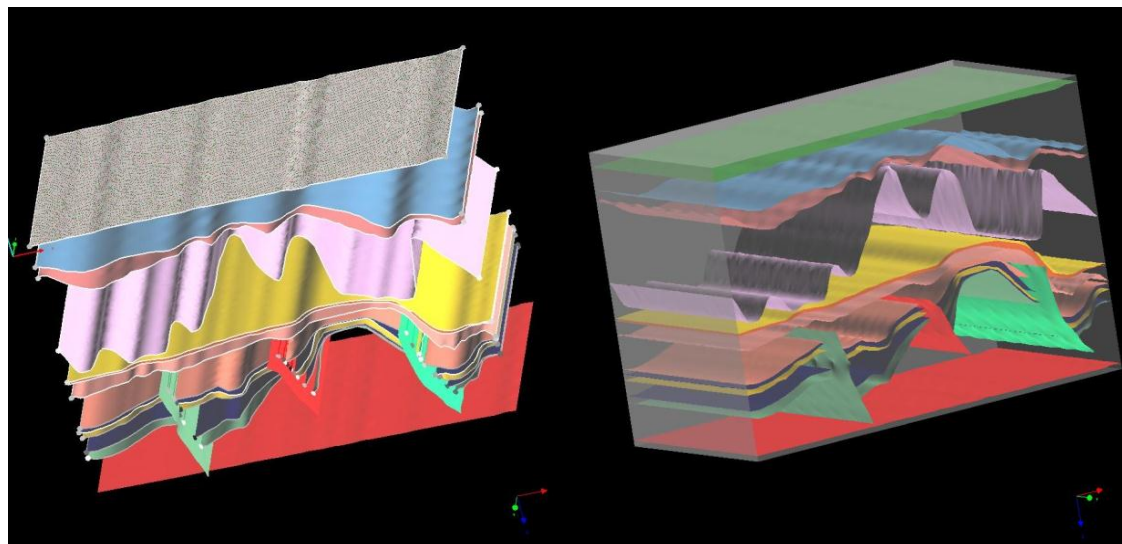


Figura 18 – Visualizações do modelo estrutural.

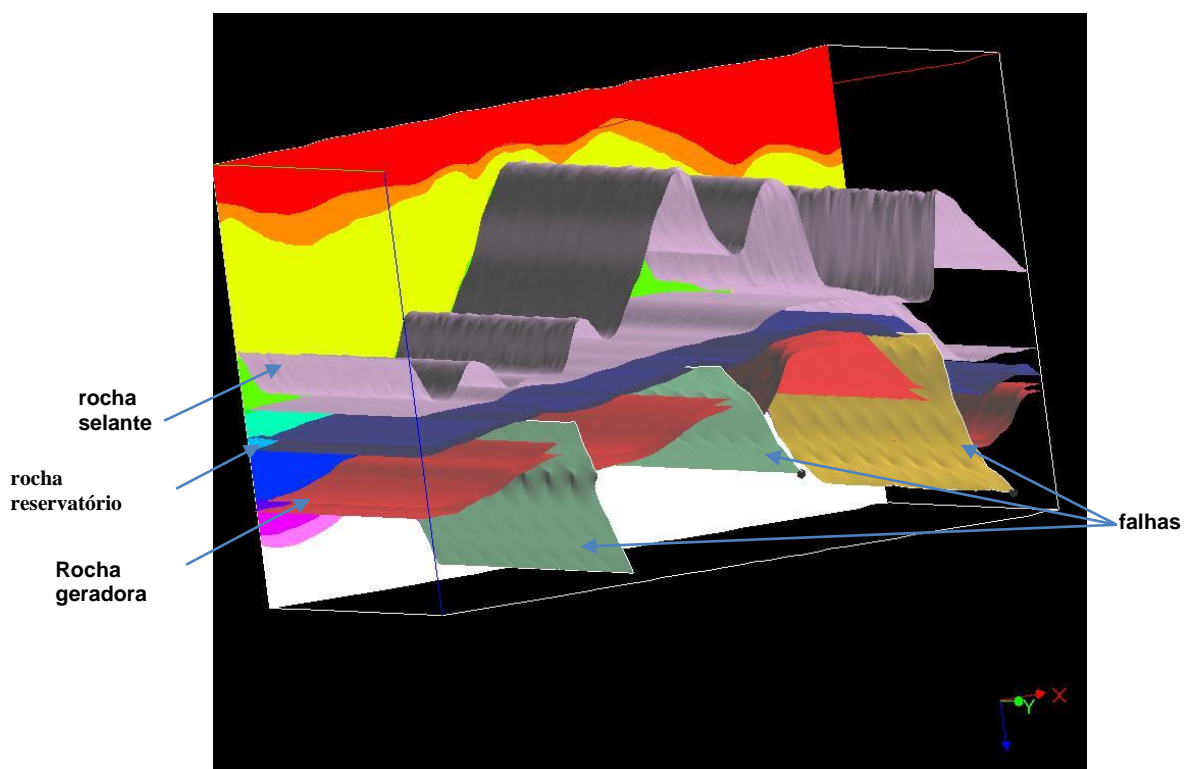


Figura 19 – Modelo do tipo pré-sal. É apresentado o sistema petrolífero.

Para construir o modelo estratigráfico foram usadas treze superfícies, incluindo o topo e base, e foi construída uma malha de reservatório da área de interesse. Este modelo foi construído tendo como base o modelo estrutural. Abaixo

pode-se observar as principais estruturas do modelo (Figura 20), e todas as camadas com suas respectivas litologias (Figura 21).

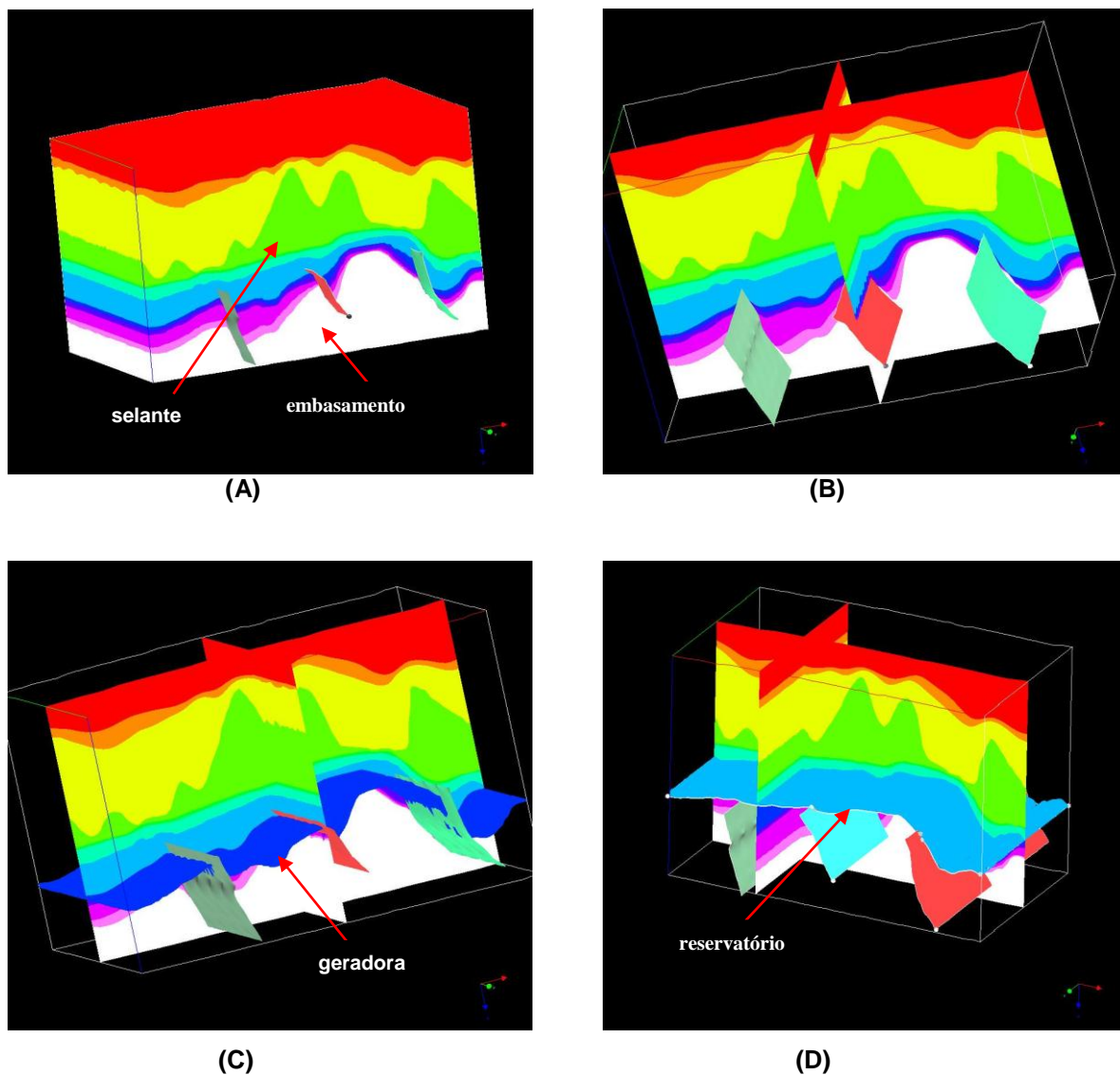


Figura 20 – Diversas perspectivas de visualização do modelo com destaque para os elementos de pré-sal e do sistema petrolífero (A) à (D).

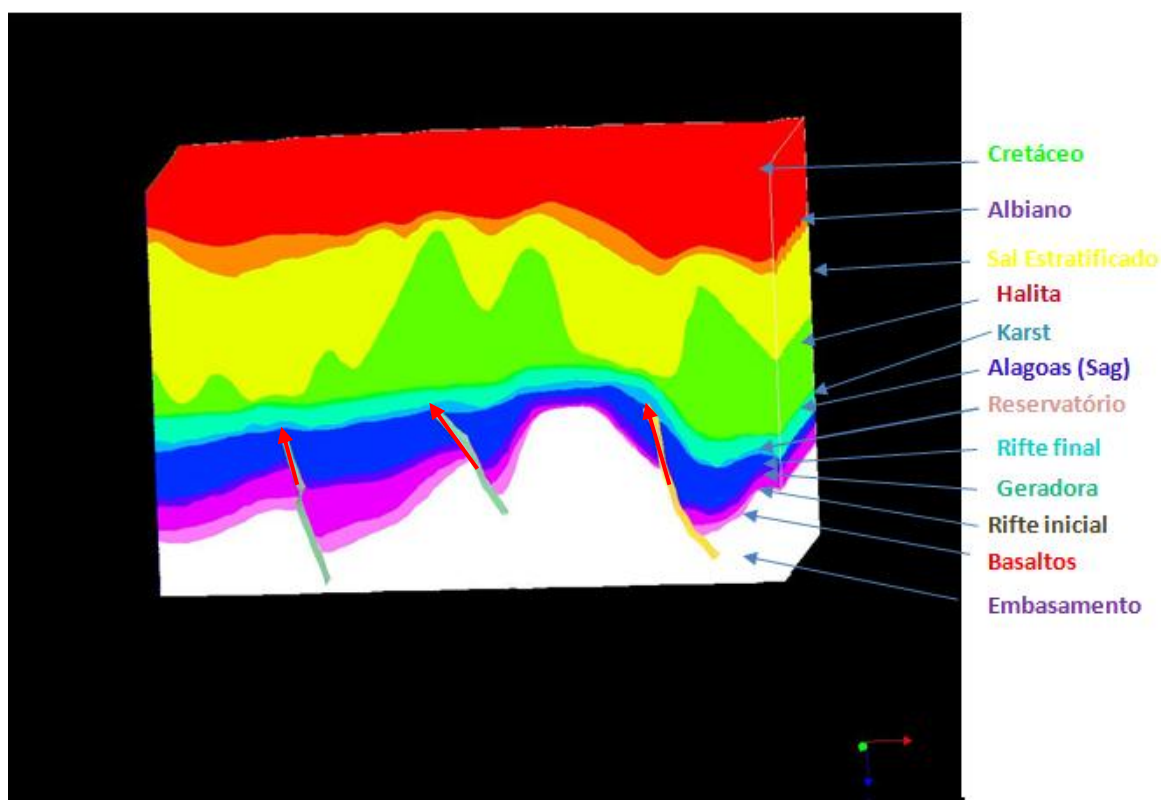


Figura 21 – Modelo com suas respectivas camadas. As setas vermelhas indicam as rotas de migração do petróleo em direção a rocha reservatório.

Neste trabalho a propriedade usada para se construir o modelo geofísico foi a velocidade, que pode ser obtida através de dados de poços. O modelo de velocidades é obtido a partir dos modelos estrutural e estratigráfico. Nesse modelo é atribuído um valor de velocidade para cada camada.

Este tipo de modelagem desde que obtido corretamente contribui para a migração sísmica e permitirá melhorar os resultados da perfuração em ambientes desafiadores sob a orientação de modelos 3D. Propriedades matematicamente derivadas de velocidades podem ser computadas para melhorar programas de perfuração.

Os valores das velocidades consideradas para construir o modelo geofísico, correspondente a cada litologia das camadas que constituem o modelo (Figuras 22, 23 e 24) foram extraídas da literatura. O modelo de velocidades gerado é um cubo constituída por 12 camadas curvas com dimensões de 12,5 km no eixo X, 7,5 km no eixo Z e 6 km no eixo Y, incluindo 3 falhas normais.

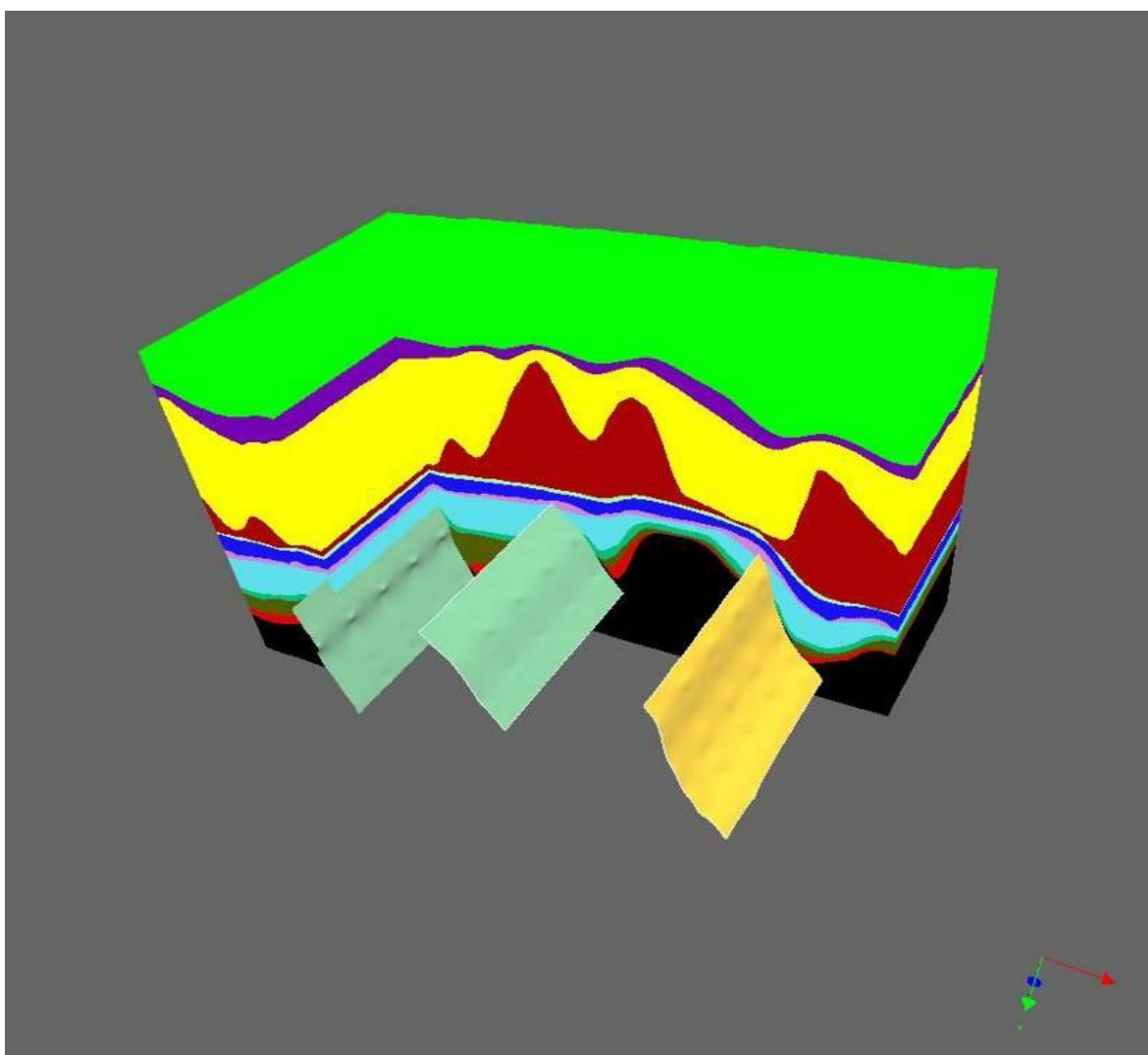


Figura 22 – Modelo de velocidade fatiado, com destaque para as falhas no interior do modelo.

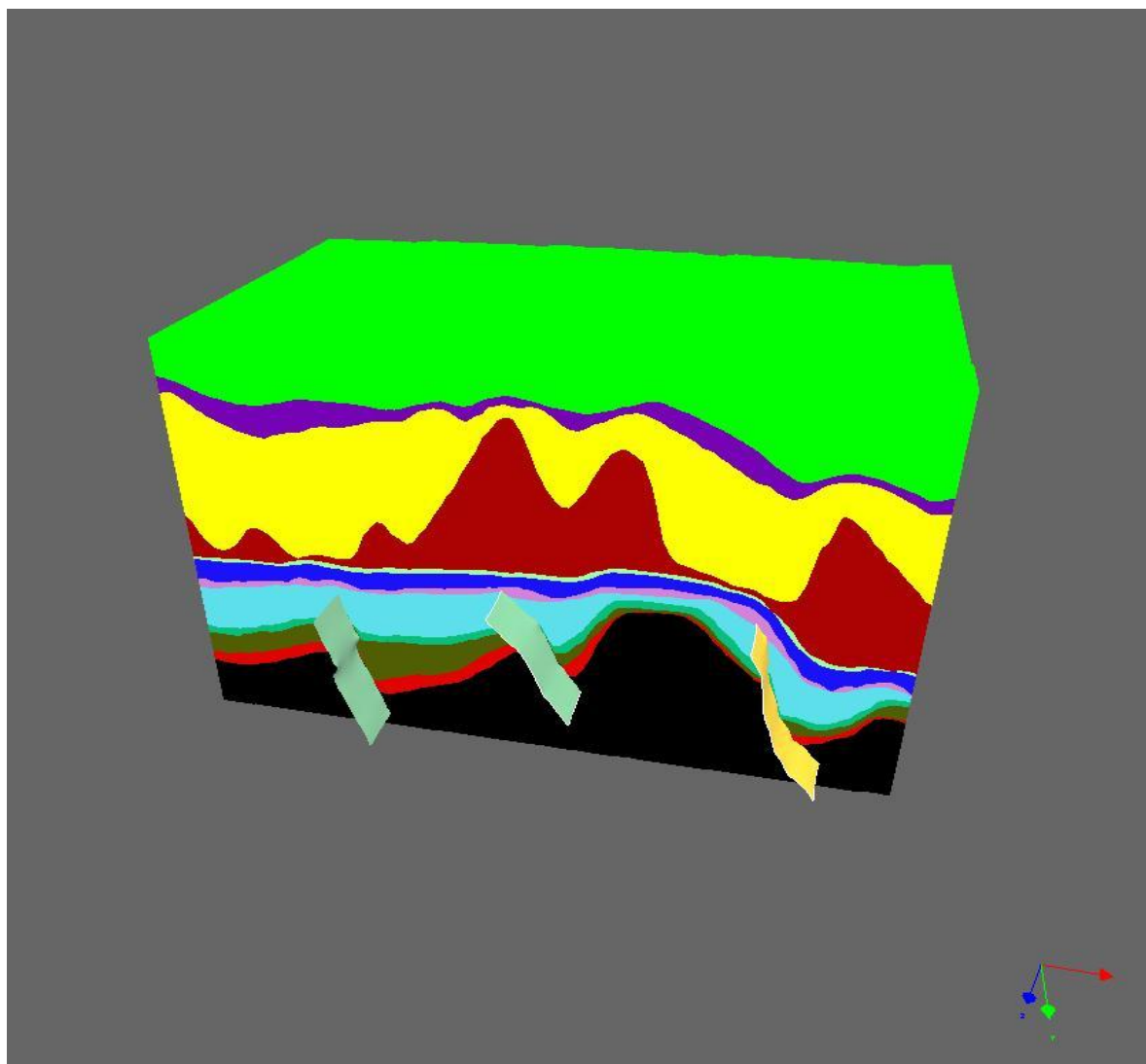


Figura 23 – Modelo de velocidade.

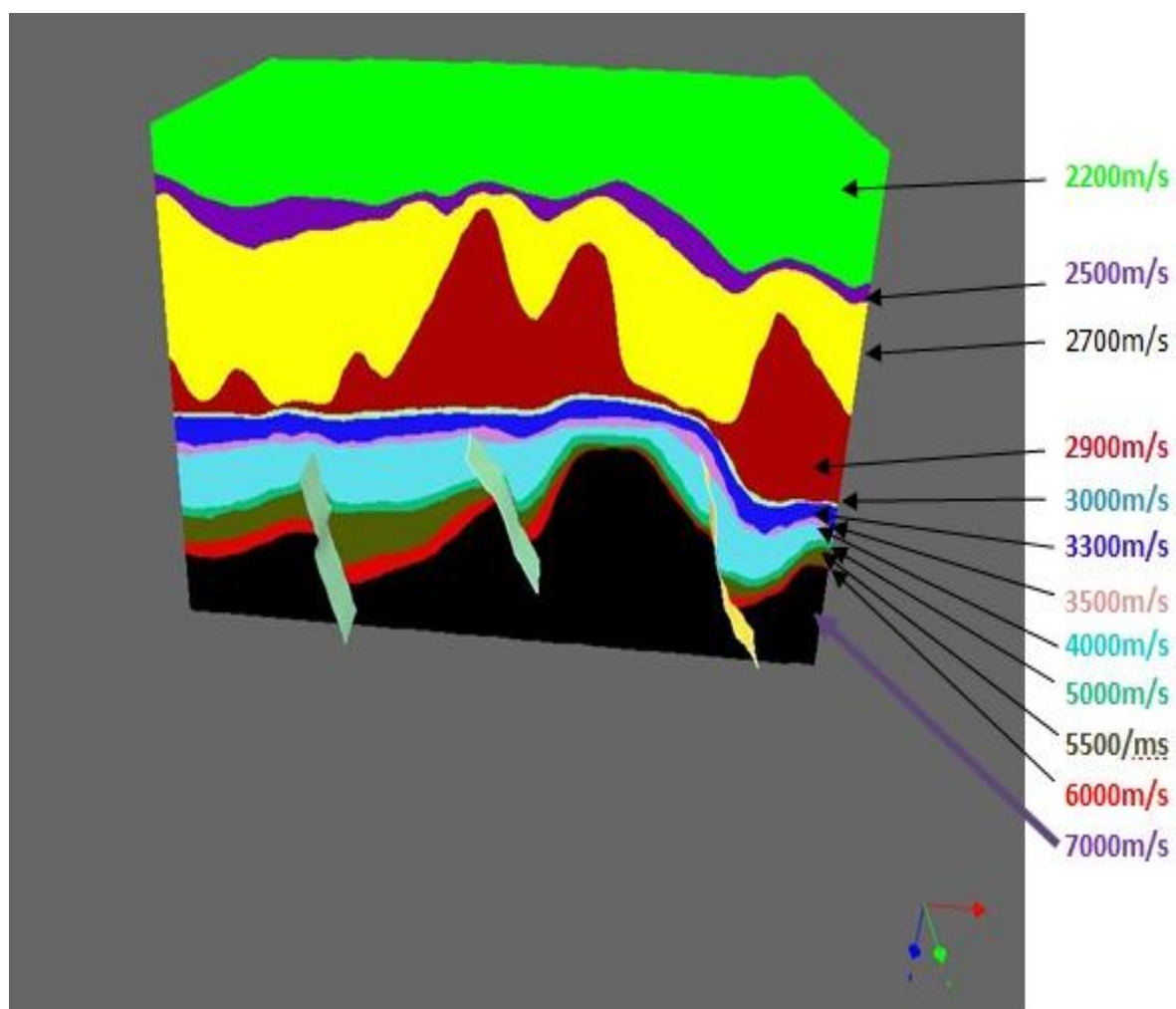


Figura 24 – Modelo com suas respectivas velocidades.

6 CONCLUSÕES

Usando dados sintéticos gerados a partir de modelos reais de bacias sedimentares brasileiras foi modelado um sistema petrolífero em estruturas presentes na região chamada de pré-sal que podem pertencer a áreas com estruturas apropriadas para a acumulação de hidrocarbonetos. Este sistema apresenta a rocha reservatório (rocha carbonática), rocha geradora (folhelho), e rocha selante (halita).

Foi considerado um modelo sintético constituído por treze refletores e doze camadas separados por interfaces suaves e curvas. Neste modelo, as camadas são interrompidas por três falhas normais. Os resultados apresentados foram obtidos com a utilização do software GOCAD, que permitiu a obtenção de um modelo em subsuperfície para ser aplicado em Geologia, Geofísica e Engenharia, bem como em monitoramento de perfuração de poços.

São apresentados diversos modelos de 2,5 D (estruturais, estratigráficos e de velocidade) em subsuperfície, com a presença de estruturas geológicas complexas presentes em regiões de sal e pré-sal.

Este modelo nos ajuda no estudo, compreensão, e quantificação do risco associado à exploração e produção de hidrocarbonetos em regiões complexas onde estão presentes as camadas de sal e pré-sal. Através do modelo gerado podemos visualizar qualquer ponto do interior das estruturas, contatos entre camadas e falhas, rotas de migração do hidrocarboneto, etc.

Os modelos também podem ser utilizados para gerar dados sísmicos e para testar a eficiência das metodologias de processamento sísmico (empilhamento sísmico, a migração sísmica (ex: Controlled Beam Migration (CBM), Gauss Beam Migration, Migração Reversa no Tempo (RTM), inversão sísmica, etc) em meios profundos que possuem estruturas geológicas complexas.

REFERÊNCIAS

ANDRÉINI, J. C.; BARD, E.; BAUQUIS, P. R.; BÉRAUD, J. F.; BITEAU, J. J.; BLAZY, P.; CAUSES, J. M.; CHAUSSIDON, M.; GIAFFERI, J. L.; MALLET, J. L.; MARCHAND, A.; MARTY, B.; MASSET, J. M.; POIRIER, J. E.; POINTET, T.; RICOUR, J.; SAMANA, J. C.; TISOT, J. P. **Understanding the future. Geomodeling: helping to make decisions.** [S.l. :s.n.], 2008.

BARBOSA, R D L.; CHIRA OLIVA, P.; CRUZ, J. C. R. 2,5-D Modeling of Complex Structures Geological of Type Pre-salt. In: GOCAD MEETING, 30th , Nancy (France), 2010.

BASIRE, C. **How Statoil uses gocad to improve deep marine deposit recognition from seismic data.** 18th Gocad Meeting (France), 1998.

CAPUTO, M. V. **Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of northern basins of Brasil.** 1984. 586 f. Tese (Doutorado). - University of California, Santa Barbara, 1984.

CAPUTO, M. V.; SILVA, O.B. **Geotectônica e geologia estrutural.** [S.l. :s.n.], 1990.

CHIRA OLIVA, P.; CRUZ, J. C. R.; MOURA, E. M.; NEVES, H. D.; CARDOSO M. da S. 3-D velocity and structural modeling of Brazilian Amazonas Paleozoic basin. In: GOCAD MEETING, 28th , France, 2008. [S.l. :s.n.], France, 2008.

EULER, N., Sword Jr.; Ch. H.; DULAC, J. C. **A new tool to seal a 3D Earth Model: a cut with constraints.** SEG Expanded Abstracts, 1999.

EULER, N.; SWORD JR.; C. H.; DULAC, J. C. A new tool to seal a 3D Earth Model: a cut with constraints. In: SEG, 1998, **Expanded Abstracts**, [S.l.;s.n], 1998.

FRANK, T.; TERTOIS, A. L.; MALLET, J. L. Implicit Reconstruction of Complex Geological Surfaces. 25th GOCAD Meeting (France) 2005.

GILLIESON, D. S. **Caves: processes, development, management.** Malden: Blackwell Publishers, 1996.

GOCAD. **Gocad 2.1.4. user's guide:** GOCAD consortium, [S.l. : s.n.], 2008.

KIDD, G. D.; MONTILLA, G. J. T. Practical volume visualization methods for imaging complex structures. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 8., 2003, North Eastern Venezuela.

LECOUR, M.; AUDINET, C.; THORE, P.; DULAC, J. C.; COGNOT, R. 2000. 20th GOCAD Meeting (France), 2000.

MACKAY, F.; F. V. C.; BOTELHO, N.; INOUE, S. A. B. da FONTOURA. Análise do comportamento de evaporitos. In: PDPETRO, 4., 2007, Campinas, SP. **Expanded Abstracts**. Campinas, SP, 2007.

MELLO, M. R. et al. Selected petroleum systems in Brazil. In: MAGOON, L. B.; DOW, W. G. (Eds.). **The petroleum system** - from source to trap. Tulsa: AAPG 1994. p. 499-512. (Memoir, 60.)

MELLO, M. R., AZAMBUJA, N. C., de Mio, E., BENDER, A.A., de Jesus, C. L., SCHMITT, P. The Super Giant Discoveries in the Pré-Salt Hydrocarbon Province located in the Deep and Ultra Deep Water in the Greater Campos Basin, Brazil. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 11th 2009, Salvador, Brazil. **Expanded Abstracts**. Salvador, Brazil: SBGf, 2009.

OLIVEIRA, J. E.; IDAGAWA, L. S.; NOGUEIRA, E. C. **Evaporitos na bacia de campos, aspectos geológicos e problemas de perfuração**, PETROBRAS/CENPES-475, 1985.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C. M.; FAIRCHID, T. R.; TAIOLI, F. **Decifrando a terra**. São Paulo: Oficina de Textos, 2001.