

MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DO CAMPO DE NAMORADO UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM DE POÇOS VERTICAIS

Tatiana Sacco¹ (Instituto de Geociências – Unicamp),
Prof.^a Dr. Saul B. Suslick² (Instituto de Geociências – Unicamp),
Prof. Dr. Alexandre C. Vidal³ (Instituto de Geociências – Unicamp)

¹tatisacco@gmail.com

²suslick@cepetro.unicamp.br

³vidal@ige.unicamp.br

Um dos maiores desafios na exploração petrolífera é a redução de incertezas. Com o avanço científico, novas tecnologias permitem determinar significativamente a qualidade do reservatório e fornecer maior segurança e precisão na definição dos locais de perfuração. A utilização de aplicativos pode ser de grande auxílio, pois possibilita a integração de dados provenientes de diversas fontes e escalas, conferindo maior conhecimento do ambiente geológico e de suas características. Além disso, possibilita ajustes contínuos do modelo geológico oferecendo soluções rápidas como o carregamento de dados e atualização de informações em tempo quase real, com maior resolução das estruturas do reservatório, garantindo tomada de decisões mais precisas e rápidas. Este trabalho tem por objetivo o uso de técnicas avançadas de interpolação e integração de informações geológicas e de perfis de poços verticais visando estabelecer a correlação entre os poços e determinação das características espaciais e incertezas geológicas no campo. A área de estudo escolhida foi o Campo de Namorado, situado na Bacia de Campos (RJ), que possui dados de perfuração de poço, como perfil Raio-gama, perfil Sônico, perfil Densidade ou RhoB, perfil Porosidade Neutrônica e perfil Resistividade. A integração das informações foi realizada por intermédio do algoritmo Petrel® que permite o uso de técnicas de visualização e estimativas geoestatísticas. As estimativas utilizaram informações obtidas através da sondagem de 11 poços verticais como base de dados. Os limites do campo foram definidos por um arranjo estrutural composto por falhas e quatro blocos estruturais. Resultados preliminares apontam ganhos substanciais com tais processos de integração, viabilizando a elaboração de um modelo tridimensional de partes significativas do campo, com uma boa visualização das propriedades e identificação de litologias predominantes em escala de reservatório.

Modelagem 3D- 1, Campo de Namorado-2, Perfilagem de poços-3

1. INTRODUÇÃO:

O segmento de exploração e produção vem atualmente atingindo um bom nível de sucesso na redução das incertezas geológicas. Um dos elementos responsáveis refere-se ao uso de aplicativos que permitem a análise da qualidade e avaliação dos modelos geológicos. Ao utilizar esses aplicativos, é possível prever a qualidade do reservatório, obtendo maior segurança na determinação dos locais de perfuração, economizando tempo e prolongando a vida útil do campo, no que se refere à produção de cada poço. Alguns estudos realizados pela Pioneer Natural Resources¹, operando em campos do West Panhandle Red Cave Amarillo Uplift – Potter and Moore Counties - Texas, apontam ganhos significativos, resultantes de um estudo semelhante. Neste local foram perfurados com sucesso 21 poços nos quais foram confirmados valores com 81,3 % de exatidão sobre o volume de poros previstos, o que reduziu em até 30% o risco geológico em atividades exploratórias, desse modo, somando valores às reservas e gerando fluxo monetário em longo prazo. Anteriormente a este processo, o período para gerar o primeiro passo do estudo, o que corresponderia a um modelo, não era menor que duas semanas. Hoje, com a utilização de aplicativos integrados que executam atualizações automáticas e de integração quase instantânea de dados, esse tempo foi reduzido para um ou dois dias, trabalhando de 3 a 4 horas por dia na inserção dessas informações.

2. A BACIA DE CAMPOS: CONTEXTO REGIONAL

Como objeto de estudo neste trabalho será utilizada a Bacia de Campos, localizada na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro, possui uma área de 100 mil Km², até a lâmina d'água de 3.000 m (Rangel & Martins, 1998), é uma bacia típica de margem divergente, originada pela ruptura do supercontinente Gondwana, coincidindo em aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias de margem leste brasileira. Fatores como o baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica

¹ www.oilfield.slb.com/content/services/resurces/casestudies

e as variações globais do nível do mar no Neocretáceo e Terciário, propiciaram a acumulação de grande volume de hidrocarbonetos, conferindo a esta área qualidades singulares em termos de potencial petrolífero (Rangel, 1987).

O pacote sedimentar é constituído por seis unidades litoestratigráficas:

- **Formação Cabiúna:** Designa os derrames basálticos eocretáceos, intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares, constituindo o assoalho oceânico de todo preenchimento sedimentar da Bacia de campos (Rangel *et al.*, 1994);

- **Formação Lagoa Feia:** Composta por rochas de naturezas diversas, como conglomerados polimíticos, arenitos com estratificação cruzada, carbonatos lacustres e folhelhos negros, principal gerador de hidrocarbonetos da bacia (Dias *et al.*, 1988);

- **Formação Macaé** (Schaller, 1973): representa os calcirruditos, calcarenitos e calcilitos depositados durante o Albiano-Turoniano, sendo subdividida em três membros: (i) Membro Goitacás; (ii) Membro Quissamã e (iii) Membro Outeiro. Este último consiste em calcilitos cimentados sobrepostos por margas e folhelhos e com ocorrência de camadas isoladas de arenitos turbidíticos, conhecidos como “Arenito Namorado”. Sobreposto à Formação Macaé, o Grupo Campos é subdividido em três formações:

Formação Carapebus: composta por arenitos finos a conglomeráticos, intercalados com os pelitos da Formação Ubatuba, se distribui do Turoniano ao Holoceno, sendo que suas designações informais se dão em função de sua idade ou da presença de hidrocarbonetos em campos produtores.

Formação Ubatuba: é constituída por espessa sucessão de folhelhos cinza-escuro e esverdeados, argilas e margas cinza-claro, calcilitos cinza/creme e diamictitos cinzentos.

Formação Emboré: é composta por arenitos e carbonatos impuros, sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos da Formação Ubatuba, sendo subdividida em três membros: (i) Membro São Tomé (composto por clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia, em ambiente de plataforma interna); (ii) Membro Siri e (iii) Membro Grussaí, esses dois últimos compostos basicamente por calcarenitos bioclásticos, em ambiente de plataforma externa.

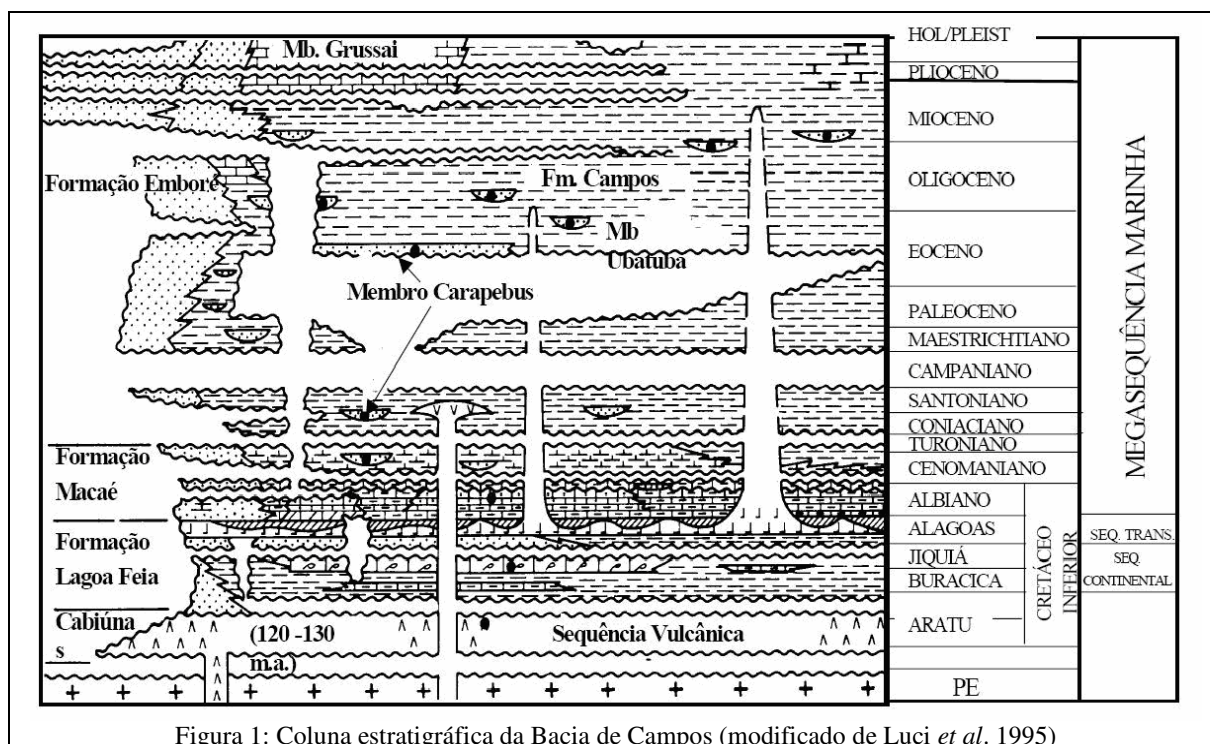


Figura 1: Coluna estratigráfica da Bacia de Campos (modificado de Luci *et al.* 1995)

Segundo a ANP² (Agência Nacional do Petróleo), o perfil da produção anual de petróleo para o Estado do Rio de Janeiro corresponde a 96% da produção nacional em mar, e a 76% da produção nacional total, sendo que no ano de 2004 a produção ficou em torno de 460 milhões de barris equivalentes de petróleo.

² www.anp.gov.br

2.1. Campo de Namorado: Geologia e Reservatórios

O Campo de Namorado situa-se no compartimento exploratório intermediário, apresentando grande parte de sua área coberta por levantamento sísmico 3 - D e maior amostragem por poços (Rangel & Martins, 1998).

O reservatório produtor, chamado Arenito Namorado, após a descoberta do Campo com o mesmo nome, consiste em depósitos de areias turbidíticas depositadas durante o Albiano-Cenomaniano. De acordo com Menezes & Adams (1990), a unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) o respectivo reservatório apresenta os seguintes atributos:

- Área com fechamento do tipo misto, estrutural e estratigráfico (em torno de 23 km²);
- Geometria externa lenticular/tabular definida por carbonatos da Formação Macaé;
- Limite superior definido por folhelhos da Formação Ubatuba, limites laterais são ao norte a ao sul por acunhamento, sudeste, noroeste e sudoeste por falhas com espessura média de 60 m (variando de 5 a 130 m);
- A largura média de 4 km e comprimento mínimo de 9 km e máximo de 14 km;
- A geometria interna é heterogênea, de baixo grau com estruturas primárias predominantes de arenito maciço e composição de arenitos arcoseanos; a granulação é em média regular e o grau de arredondamento e esfericidade em geral, é baixo.

O Campo de Namorado apresenta-se subdividido em 4 blocos, delimitados por falhas normais (Guardado *et al.*, 1997). O bloco principal, de onde provém o óleo, está localizado na parte central do campo e apresenta predomínio de arenito maciço, com textura fina a grossa, baixa a moderada seleção de grãos, baixo grau de arredondamento e esfericidade. Suas características estruturais se devem a intensa halocinese no Cretáceo superior que provocou uma inversão de relevo, fazendo com que o reservatório ocupasse um alto estrutural alongado, em forma de domo parcialmente falhado.

O sistema turbidítico caracteriza-se por três diferentes fases de reabastecimento do canal (Souza Jr., 1997), sendo a primeira correspondente aos depósitos grossos ligados às correntes turbidíticas de alta densidade, que formam ciclos granodecrescentes caracterizados pela associação vertical de microconglomerados e pelas areias maciças de médias a grossas. A segunda fase é representada por depósitos de corrente de turbidez de baixa densidade. A última fase corresponde ao sistema de deposição de mar alto, composta de uma associação de fácies pelíticas, representando a sedimentação hemipelágica da bacia.

Um trabalho semelhante já foi realizado no Campo de Tambora, no leste de Kalimantan, Indonésia, em 2003 (Le Turdu, 2004). Neste estudo, a combinação de um software modelador (Petrel) junto com a aplicação de softwares de acompanhamento de poços em tempo real (INFORM), possibilitou uma melhor aproximação para gerar modelos com tais ferramentas através de drenos horizontais que é um dos produtos pretendidos nesta pesquisa.

3. METODOLOGIA:

A metodologia consiste no carregamento dos dados geológicos disponíveis para o Campo de Namorado, os quais se constituem de descrições litológicas e informações geofísicas dos poços. Para definir em uma primeira abordagem, as porções que possivelmente tem potencial reservatório para óleo ou gás, os quais serão obtidos no processo de correlação de poços.

O estudo enfatizará a inserção dos dados geológicos, métodos de interpolação e análise dos diferentes parâmetros necessários à correlação de poços, com a interpretação das diferentes estruturas determinantes da geometria do campo, e condicionantes do reservatório para permitir maior nível de conhecimento das incertezas geológicas presentes no reservatório, propiciando um incremento na modelagem do reservatório do Campo de Namorado.

A segunda etapa deste projeto consiste na aplicação dos conhecimentos adquiridos a partir da primeira etapa, de modo a elaborar um estudo sobre o Campo de Namorado, tendo como ferramenta de processamento de dados o programa Petrel® para a construção de um modelo 3D, incorporando informações geológicas e geofísicas permitindo uma visão estrutural geral das distribuições das propriedades geológicas do campo, como falhas, dobras e litologias presentes. Além de tratamento geoestatístico para os resultados obtidos na etapa preliminar, as quais se pretendem verificar a ocorrência ou não de anisotropias na distribuição do reservatório, e, se possível, determinar uma direção preferencial para perfuração. As variáveis geológicas/geofísicas disponíveis para este trabalho são:

Porosidade neutrônica ou NPhim, chamado de porosidade neutrônica, que corresponde ao índice de hidrogênio da formação. Seu funcionamento se baseia no princípio de que o nêutron não possui carga elétrica e tem massa semelhante ao hidrogênio. Os nêutrons penetram a formação geológica, e “perfuram” a eletrosfera colidindo diretamente com os átomos dos diferentes elementos. Ao colidirem, esses nêutrons desaceleram e reduzem-se a níveis térmicos que chegam aos detectores.

Densidade ou RhoB: corresponde à densidade média de uma unidade litológica da formação (rocha e fluido), Sua medida baseia-se na emissão de raios gama (provenientes do célio 137), que saem em alta velocidade e colidem

com os elétrons presentes, perdendo energia. Após as colisões os raios gama retornam e são contados. Dessa forma, quanto menor o número de emissões gama contadas, maior a densidade da rocha.

Raio gama: medida baseada na emissão radioativa natural de rochas que contém potássio 40 ou elementos da série urânio-tório. Ideal para o cálculo do volume de argila e volume de rocha do reservatório que pode conter argila.

Resistividade ou ILD: consiste em medir a habilidade da formação geológica em resistir à passagem de um fluxo de corrente elétrica, permitindo identificar o tipo de fluido que preenche os interstícios do reservatório, fornece dados para o cálculo de saturação por água (neste caso, salgada) e possibilita determinar a presença e localização de hidrocarbonetos, bem como sua quantidade, se Nphim for conhecido.

Perfil sônico ou Dt: é a medida do tempo que um pulso sonoro leva para atravessar determinado intervalo de formação geológica. Relaciona diretamente tempo de trânsito e porosidade da formação rochosa, ou seja: quanto maior o tempo de trânsito, menor a densidade da formação.

As propriedades acima descritas serão combinadas de acordo com suas características de modo a permitir a geração de dados qualitativos que possibilitem a identificação das diferentes fácies geológicas que existem no reservatório, para posterior classificação de seu conteúdo faciológico em reservatório ou não-reservatório (**Figura:1**).

A seguir, esses valores serão estatisticamente analisados e serão interpretados em dados quantitativos, fornecendo as proporções entre as diferentes litologias e seu potencial reservatório.

Além de definir os limites verticais entre as litologias, foram definidos os limites horizontais, por meio de 8 falhas inferidas (todas verticais, ou seja: normais) através das litologias obtidas da interpretação dos dados de perfilagem.

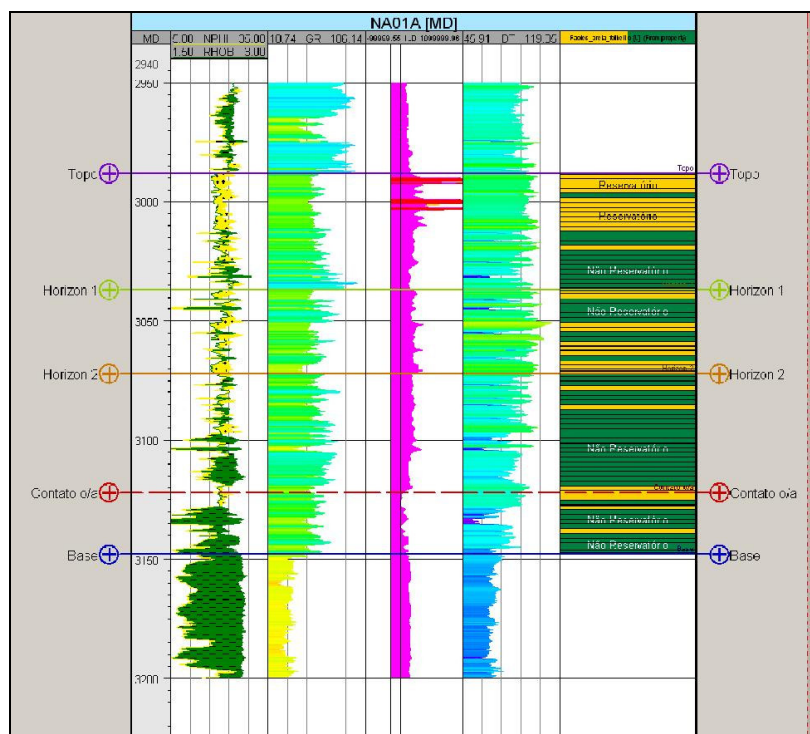


Figura 1: Exemplo de interpretação de perfil do poço NA01A (1ª coluna: sobreposição de perfis NphiXRhoB; 2ª coluna: perfil GR; 3ª coluna: perfil ILD; 4ª coluna: perfil DT; 5ª coluna: propriedade arenito-folhelho), com determinação de horizontes, topo, base e contato óleo/água.

4. RESULTADOS

A princípio, tem-se os dados de perfilagem, os quais são interpretados de acordo com suas propriedades para definir as profundidades com características semelhantes de reservatório e não reservatório. Assim, à princípio, foram definidos 4 horizontes: topo, horizonte1, horizonte2 e base. A partir desses horizontes foram definidas as superfícies limitando o topo e a base entre cada horizonte, totalizando 4 superfícies (superfície topo, superfície1, superfície2, superfície base) (**Fig. 2**).

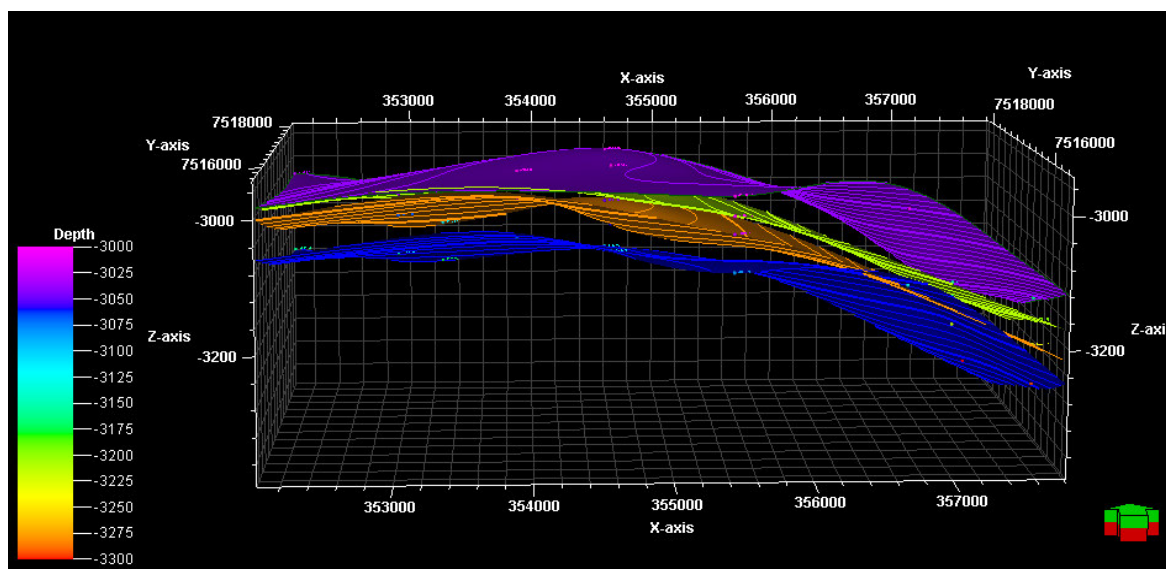


Figura 2: Superfícies de referência para a interpretação de horizontes e layers.

Definidas as porções nos perfis de poço, supostamente com maior e menor potencial poroso, é necessário um estudo estatístico para a verificação da probabilidade de litologias com potencial para serem classificadas como reservatório (neste caso, arenito poroso com conteúdo em água, óleo e/ou gás) e, diferenciá-las das litologias não-reservatório, aqui chamadas simplificada, de folhelho (observando-se neste grupo as demais litologias citadas na caracterização Campo de Namorado). Por último, foram criados os *layers*, para maior detalhamento da área de estudo. Como resultado de todas essas subdivisões, definiu-se o *grid* dos dados com as dimensões de 50m no eixo x, 50m no eixo y e 2m no eixo z, resultando em um total de 3.170.619 células 3D. Ao final desse processo, tem-se um modelo 3D, como nas **Fig. 3 A e B**, apresentadas abaixo:

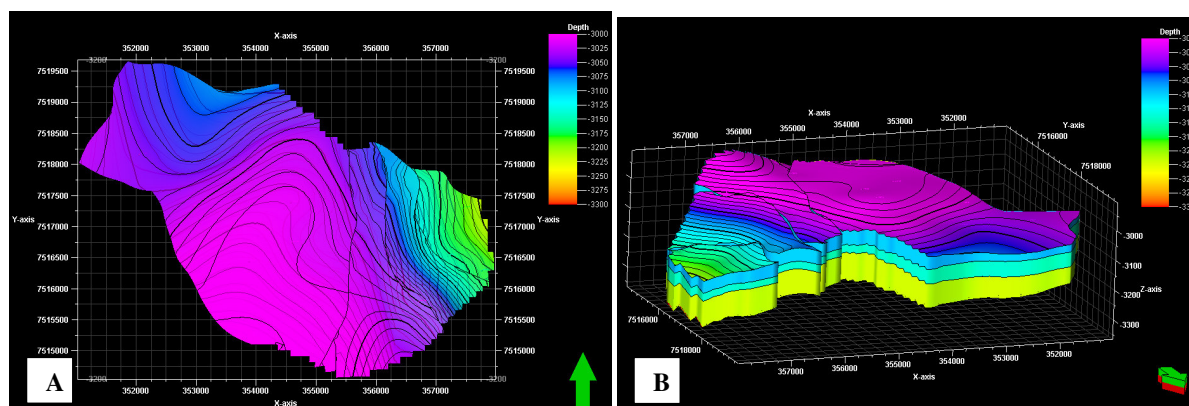


Figura 3.: Modelo 3D do campo de namorado (A) - vista superior, indicando as cotas batimétricas (vermelho = 2950m; azul escuro = 3250m). A seta verde indica a posição em relação ao norte geográfico. (B) Vista oblíqua, demonstrando os diferentes blocos estruturais.

O passo seguinte, é estabelecer as células de influencia para arenito e para folhelho dentro desse *grid* 3D. Isso é feito a partir da geração de uma propriedade nomeada de “Fácies areia-folhelho” que pode ser obtida utilizando-se o *template* para propriedades discretas, a partir da seguinte equação :

$$\text{Fácies_areia_folhelho} = \text{if}(\text{GR} < 60 \text{ And } \text{RHOB} < 2.35, 0, 1) \text{ (Equação 1)},$$

onde a leitura de dados de perfil GR com valores menores que 60 e os dados de perfil RhoB com valores menores que 2,35 correspondem à arenito poroso (cujo rótulo de dados é 0) e os demais valores de leitura para esses dois perfis serão chamados folhelho (com rótulo de dados igual a 1), como na **Figura 4**:

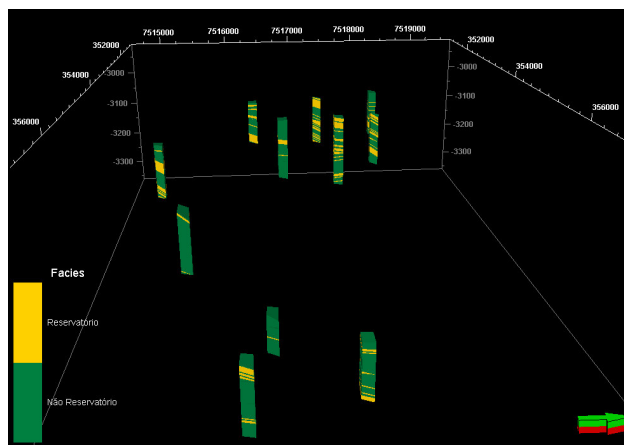


Figura 4: Detalhe dos poços no Campo de Namorado: resultado qualitativo do processo de *upscale* da propriedade arenito (amarelo) folhelho (verde). A seta indica o norte geográfico e a cor verde é voltada para o topo.

Um dos resultados da variografia, foi a identificação da presença de anisotropias referente à variabilidade das fácies em relação a cada poço pertencente ao campo.

O variograma horizontal, neste caso de modelo gaussiano (**Fig. 5**), indica uma tendência dos pontos em fornecer maior variabilidade na direção azimute 275. Neste caso, não houve a utilização de nugget na construção do gráfico, sendo possível ajustar a curva aos pontos, resultando em um *sill* de 1,45; *ranges* máximo de 2100 e mínimo de 1610.

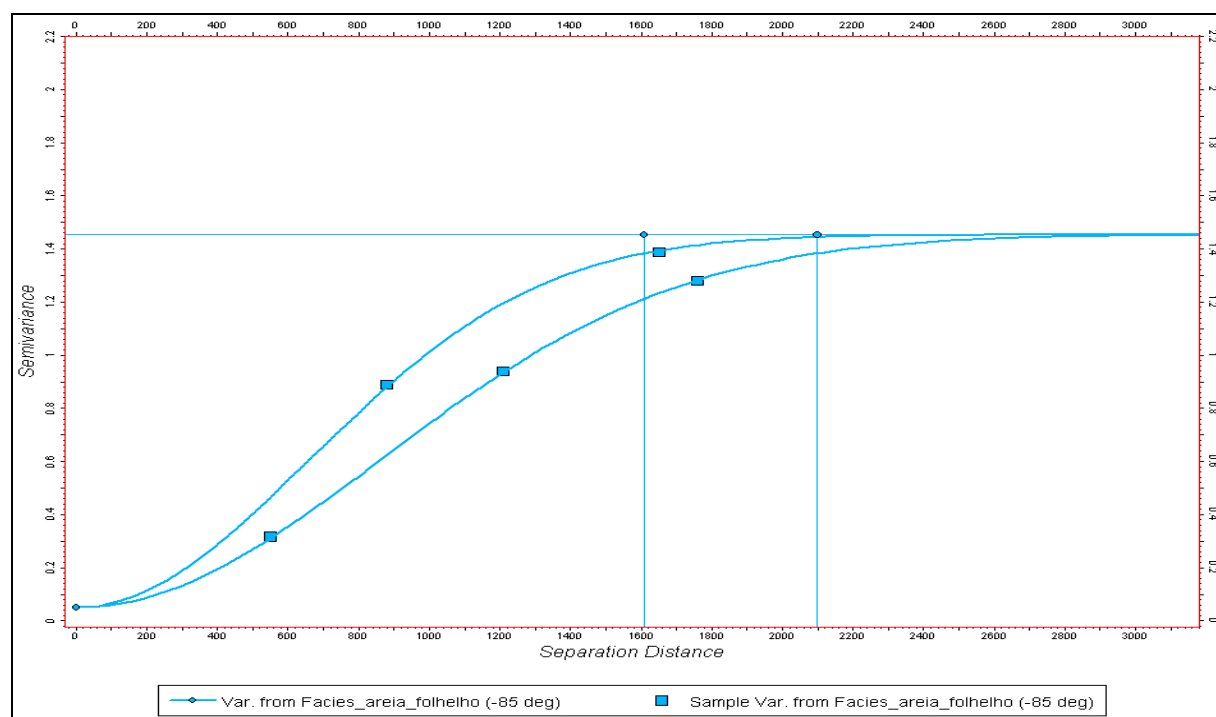


Figura 5: Variograma horizontal (azimute N275)

Para o variograma vertical (**Fig. 6**), a disposição dos pares de pontos é mais concentrada, embora estes demonstrem uma oscilação na sua locação. Essa oscilação pode ser justificada através da alternância de camadas com propriedades de porosidade e não-porosidade, além disso, neste variograma foi necessária a utilização de nugget de 0,23; *sill* de 1,14 e 1,14 e *range* máximo e mínimo de 21 e 8,5. A utilização de *nugget* justifica as leituras efetuadas pelos aparelhos de perfilagem, pois estas têm uma limitação de sensibilidade a uma espessura mínima

correspondente a 20 cm de formação geológica. Isso significa que camadas com espessuras menores não serão lidas.

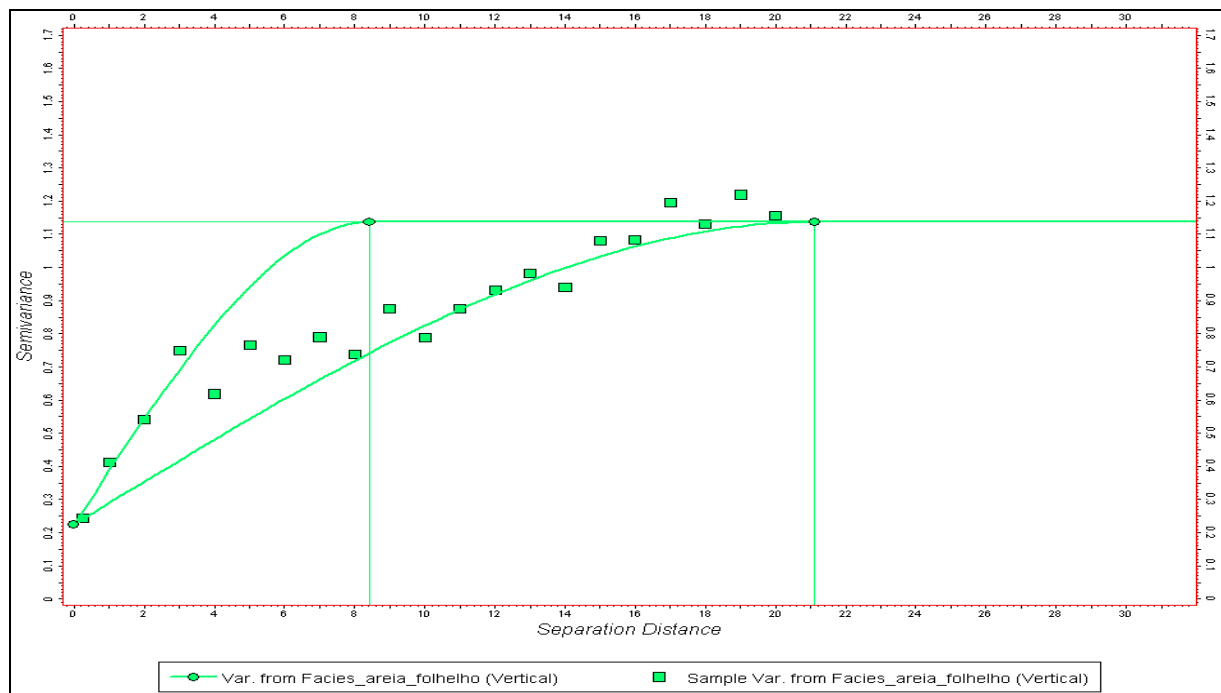


Figura 6: Variograma vertical (soma de 11 poços).

O mapa de variograma (**Fig.7**) foi feito a partir de uma soma dos *layers* que apresentaram alguma espessura porosa, bem como, os *layers* que apresentaram características não porosas, permitindo-se verificar alguns valores de variância e sua direção de preferência.

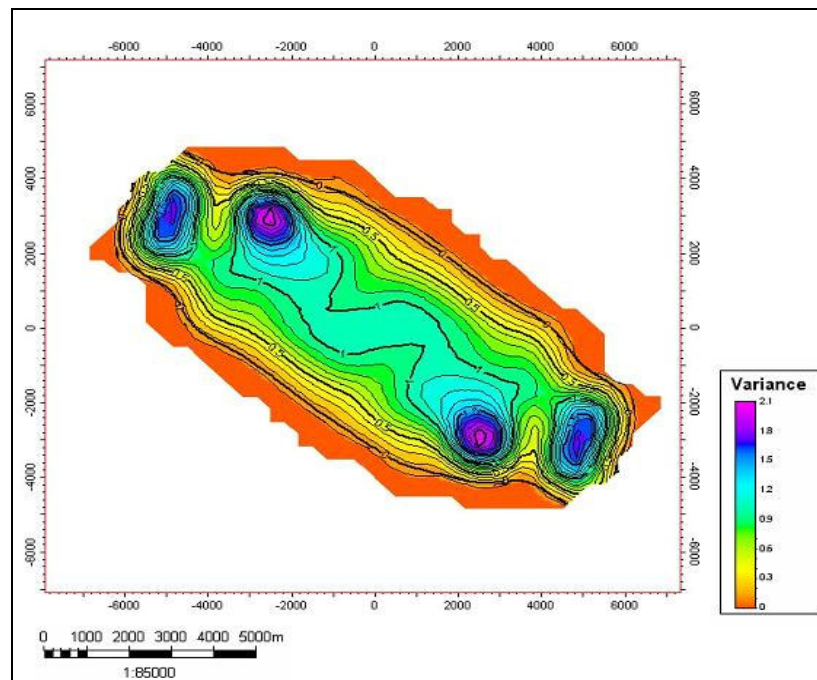


Figura 7.: Mapa de variograma obtido a partir do *upscale* da propriedade arenito-folhelho

5. CONCLUSÃO

Uma análise qualitativa dos dados permite identificar um anisotropia do Campo de Namorado na direção N285, confirmada pelo modelo 3D elaborado, em que se percebe um confinamento da jazida nas porções situadas em cotas mais elevadas (da cota -2900m a cota -3250m). Essa anisotropia se deve ao regime tectono-estrutural ao qual o campo foi submetido, condicionando os depósitos sob as rochas selantes, às maiores cotas. Assim, verifica-se que os maiores valores de anisotropias encontradas estão localizados nas regiões referentes aos poços: NA01A, 3NA02, 7NA07, e na porção onde estão localizados os poços: 7NA11A, 8NA22 e 3NA17A, representando qualitativamente maiores concentrações de arenito poroso, ou seja: possível área de reservatório.

Dessa forma, a elaboração de modelos é de grande auxílio em complemento a estudos como geoquímica, sísmica, bioestratigrafia, etc, e demais informações, o estudo do arcabouço geológico, bem como suas estruturas e condicionantes são de grande auxílio na obtenção de informações mais precisas, que ao serem cruzadas entre si, permitem maior segurança na determinação de áreas com potencial produtor de óleo e gás.

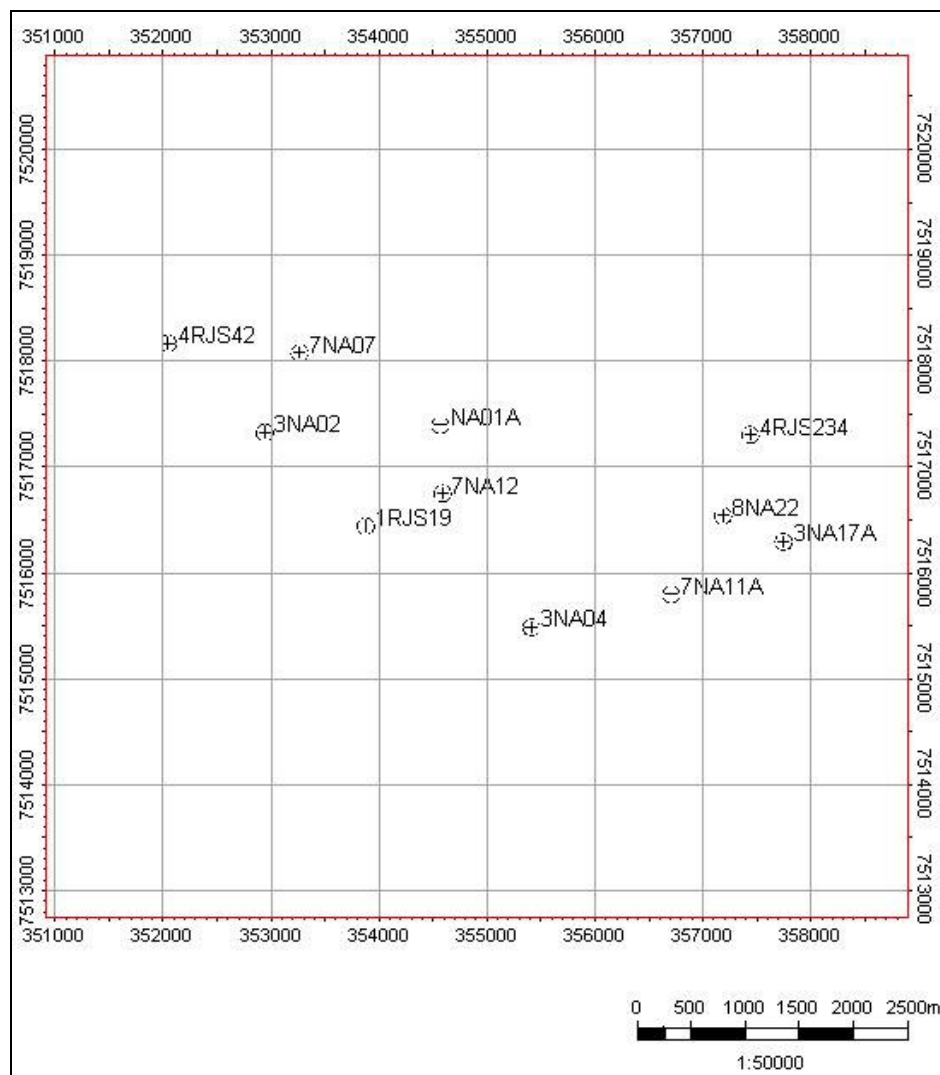


Figura 8: Mapa Base do Campo de Namorado, Bacia de Campos/Brasil

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a ANP – Agência Nacional do Petróleo, Cepetro – Centro de Estudos do Petróleo, Pibic – Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica, pelo suporte financeiro a esta pesquisa.

7. REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Produção_de_Petroleo_bep.xls>. (acesso em: 17/11/2005).
- BRASIL ENERGIA. Disponível em: <<http://www.brasilenergia.com.br/>> (acesso em: 17/11/2005).
- PETREL® (Schlumberger). Disponível em: <<http://www.oilfield.slb.com/content/services/software/geo/petrel/index.asp>> (acesso em 19/08/05). <http://www.oilfield.slb.com/content/services/resurces/casestudies/software/cs_pioneer_nat_res_petrel.asp> (acesso em 03/09/05).
- DIAS, J.L.; OLIVEIRA, J.Q.; VIEIRA, J.C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore, Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**. 18: 252-256. 1988.
- GUARDADO, L.R. *et al.* Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO, M. R. and KATZ, B.J. (eds), Petroleum systems of South Atlantic Margins – An outgrowth of the AAPG/ABGA. **Hedberg Research Symposium**. Rio de Janeiro, Brazil.; AAPG Memoir 73, p. 317-324. November 16-19, 1997.
- HARRIS, D. G.; SPE – AIME, Exxon Production Research Co. The Role of Geology in Reservoir simulation Studies. **Journal Of Petroleum Technology**. 625 - 632 p. May, 1975.
- LE TURDU, C./ Schlumberger, I. Bi./ Schlumberger, P. R./ TOTAL Exploration & Production; Grivot, P./ TOTAL Exploration & Production. New Approach to Log Simulation in a Horizontal Drain – Tambora Geosteering Project – Balikpapan, Indonesia. SPE 88448. in: **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Perth**, Australia, 18 – 20 October 2004.
- LUCI, M. A., BACKHEUSER, Y., ABREU, C. J., ALADINO, C. Estratigrafia e modelo deposicional do arenito de Namorado do Campo de Albacora, Bacia de Campos, **Boletim de Geociências da PETROBRAS**. v.9, p.249-163. 1995.
- MENEZES, S.X. & ADAMS, T. Ocorrências de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**. v.4, 183-188. 1990.
- RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: (ed.) **Searching for Oil and Gas in the Land of Giants**. Rio de Janeiro. Schlumberger p.32-40. 1998.
- _____. A geologia do petróleo na Bacia de Campos. Concepções de Alberto Ribeiro Lamego em 1994, **Anais do I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES**, Sociedade Brasileira de Geologia. p. 1-13. 1987.
- _____. MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**. 8:203 - 218. 1994.
- RIDER, M. The geological interpretation of well logs. Petroleum exploration consultant. Rider-french Consulting . 2nd edition. 2004.
- SCHALLER, H. Estratigrafia de Bacia de Campos. In: **Congresso Brasileiro de Geologia** 27, Aracaju. v.3, 247 - 258. 1973.
- SOUZA Jr., O.G. Stratigraphie Séquentielle et Modelisation Probabiliste de Reservoirs dún Cone Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des Données Géologiques et Geophysiques. Thèse de Douctorat, Université Paris, Paris. 215 p. 1997.

NOTA: Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.