



Modelagem e caracterização da área de contato entre fluidos em um potencial reservatório petrolífero utilizando dados sísmicos 2D

Ualas Magalhaes Aguiar (UFES); Carlos André Maximiano da Silva (UFES).

Copyright 2015, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

Over the years there have been major innovations in the methods of seismic acquisition, the most common being the acquisition of seismic 3D and 2D reflection. In this work we use the Petrel 2010.2 software, to conduct and interpretation of a 2D seismic block of the holy spirit basin and its possible 3D simulation. Therefore, and with some research the geology of the area under study, it was possible, using software and 2D seismic, create a three-dimensional model of the area of the holy Spirit Basin reservoir, ES. First identified the largest regional discontinuities through the well tops, and we made their geological characterization by correlation with data from wells. Finally the reservoir model was populated with petro physical properties by application of geostatistics to well data which also allowed the creation of a fluid contact model.

Introdução

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 com uma maior resolução das estruturas do reservatório, garantindo tomada de decisões mais precisas. Este trabalho tem por objetivo o uso de técnicas avançadas de interpolação e integração de informações geológicas obtidas de uma seção sísmica 2D e a sua possível interpretação, através de perfis de poços verticais gerados pelo software Petrel®, visando estabelecer a correlação entre os poços e determinação das características espaciais e incertezas geológicas no campo.

A bacia escolhida para a realização do estudo foi a bacia do Espírito Santo, situada no centro-norte do Espírito Santo, de onde obtemos uma seção sísmica 2D do campo de mucuri.

Geologia da Bacia

A bacia do Espírito Santo apresenta em área brasileira o total de 129.429 km², sendo o correspondente em terra de 12.417,8 km². Seus limites com a parte Norte é a Bacia de Mucuri, e ao sul a Bacia de Campos. Seu limite geológico a leste é o Complexo Vulcânico de Abrolhos, ao sul o Alto de Vitória e a oeste o embasamento cristalino, porém ao norte, o limite com a Bacia de Mucuri (Figura 1) é apenas geográfico (Vieira *et al.* 1994).

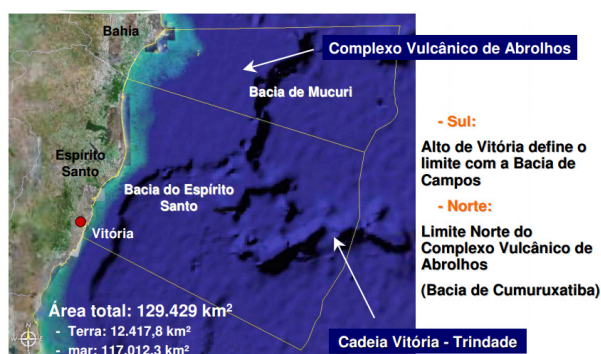


Figura 1: Localização da bacia do Espírito Santo ES, ([http://www.brasilrounds.gov.br/round9/arquivos_r9/palestras/Espirito_Santo\(portugues\).pdf](http://www.brasilrounds.gov.br/round9/arquivos_r9/palestras/Espirito_Santo(portugues).pdf)).

A bacia do Espírito Santo assim como outras (Santos, Campos, Cumuruxatiba, Pelotas) é caracterizada como de Margem Passiva ou tipo Atlântica sendo que sua configuração atual deveu-se principalmente à fragmentação do Supercontinente Pangeia e abertura do Oceano Atlântico Sul a partir do Jurássico, processo de grande importância na compartimentação estrutural da bacia.

Destacam-se na bacia do Espírito Santo as seguintes feições:

Vulcanismo Terciário: além dos basaltos neocomianos da fase rift, comuns também nas bacias de Santos e Campos, existem ainda os derrames basálticos da Formação Abrolhos que ocorrem principalmente no Eoceno Médio. Essa ocorrência vulcânica criou condições geomórficas para o desenvolvimento de uma plataforma carbonática extensa (250 km de largura), que se destaca no contexto da margem leste brasileira.

Paleocanyons de Regência e Fazenda Cedro: nas áreas de influência dos paleocanyons de Regência e Fazenda Cedro, as seqüências sedimentares anteriores ao Cenomaniano foram total ou parcialmente removidas e substituídas por uma sedimentação de borda de talude,

composta basicamente por folhelhos e intercalações de arenitos turbidíticos. Esses corpos arenosos são importantes reservatórios da bacia (Asmus, 1981).

Metodologia

A metodologia consistiu no carregamento dos dados geológicos disponíveis para a bacia do Espírito Santo, os quais se constituem de descrições litológicas, informações geofísicas dos poços e uma seção sísmica 2D do campo de Mucuri.

A integração das informações foram realizadas por intermédio do *software* Petrel® que permite o uso de técnicas de visualização e estimativas geoestatísticas.

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 da bacia do espírito santo.

A segunda etapa deste projeto consistiu na aplicação dos conhecimentos adquiridos a partir da primeira etapa ,onde realizou-se a busca de dados sobre o campo de modo a elaborar um estudo sobre a seção sísmica, tendo como ferramenta de processamento de dados o *software* 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 e litologias presentes.

As variáveis geológicas e geofísicas disponíveis são:

Raio gama (GR): 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.

O índice de argilosidade é dado em API por:

$$I_{GR} = V_{SH} = (GR_{lido} - GR_{minimo}) / (GR_{maximo} - GR_{minimo})$$

Resistividade (ILD): 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. A resposta do perfil de Resistividade para a água salgada, doce e óleo é mostrada na Figura 2:

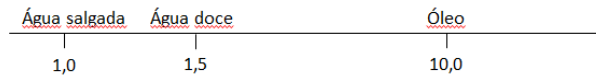


Figura 2: Faixa de resistividade (em Ω.m) da água salgada, água doce e óleo.

Perfil sônico (DT): 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. Tempo de transito é dado em μs/ft e a porosidade Sônica é calculada em % pela formula:

$$\Phi_t = (\Delta t_{lido} - \Delta t_{matriz}) / (\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz})$$

No presente trabalho considerou-se o tempo de transito da matriz quartzosa igual a 55 μs/ft e do fluido (água) igual a 189 μs/ft.

Densidade (RHOB): Densidade média de uma unidade litológica da formação (rocha e fluido). Sua medida baseia-se na emissão de raios gama (provenientes do cézio 137), que saem em alta velocidade e colidem com os elétrons presentes, perdendo energia. Quanto menor o número de emissões gama contadas, maior a densidade da rocha. A densidade é obtida em g/cm³ e é possível calcular a porosidade-densidade, em %, por:

$$\Phi_\rho = (\rho_{matriz} - \rho_{lido}) / (\rho_{matriz} - \rho_{fluido})$$

Para este cálculo utilizou-se a densidade da matriz quartzosa como sendo 2,65 g/cm³ e do fluido (água), 1,00 g/cm³.

Porosidade neutrônica (NPHI): 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 termais que chegam aos detectores. Essa porosidade é dada em PU (Unidade de porosidade).

Resultados

Os dados de perfilagem foram carregados *no software* e interpretados de acordo com suas propriedades para definir as profundidades com características semelhantes de reservatório e não reservatório, onde inicialmente foram definidos 4 horizontes: horizon 1, horizon 2, horizon 3 e horizon 4. Figura 3:

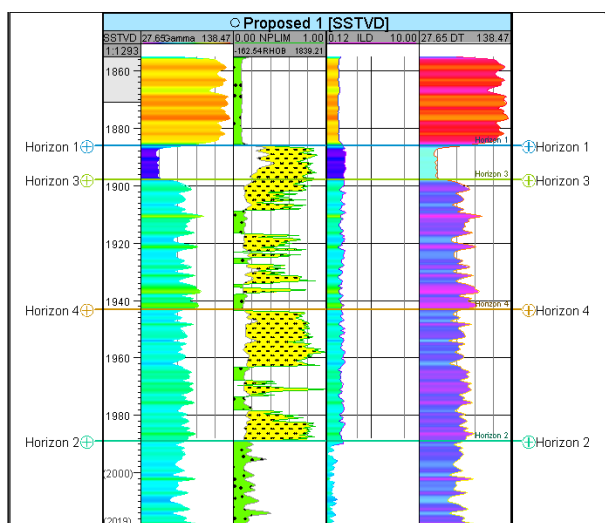


Figura 3: Exemplo de interpretação de perfil do poço proposed 1 (1ª coluna :perfil Gamma; 2ª coluna: sobreposição de perfis Nphi X RhoB; 3ª coluna: perfil ILD; 4ª coluna: perfil DT.

A partir desses horizontes foram definidas as superfícies limitando o topo e a base entre cada horizonte, totalizando quatro superfícies (superfície topo, superfície1, superfície2, superfície base) (Fig. 4).

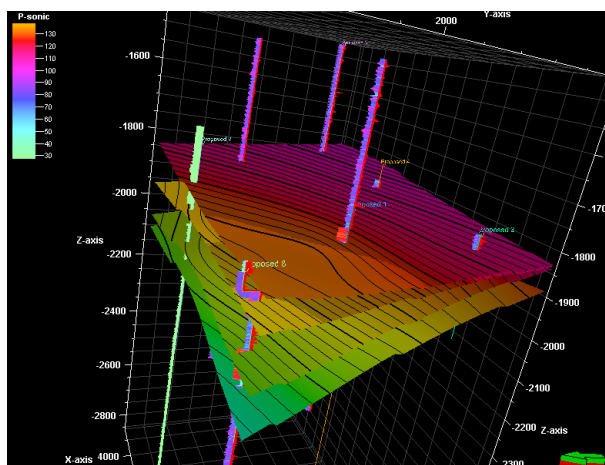


Figura 4: Superfícies de referência para a interpretação de horizontes

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 reservatório (neste caso, arenito poroso com conteúdo em água, óleo e/ou gás) e, diferenciá-las das litologias não reservatório, chamadas aqui de folhelho.

Por último, foram criados os *layers*, para maior detalhamento da área de estudo. Como resultado dessas 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 na Fig. 5, apresentada abaixo:

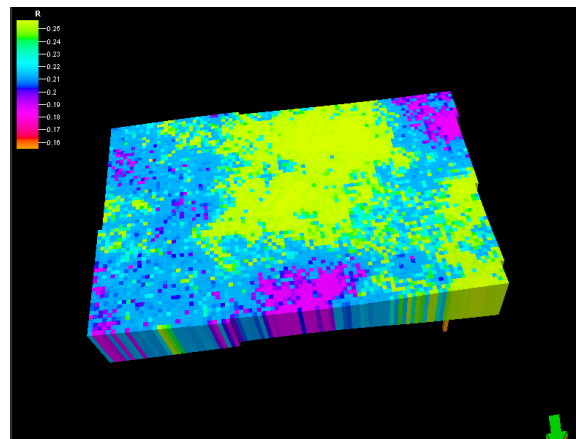


Figura 5: Modelo 3D da Bacia. (A) - vista superior, indicando a Resistividade media (laranja = 0,15 ohm.m ; verde claro = 0,25 ohm.m)

No âmbito deste trabalho, foram realizadas duas simulações para as propriedades de porosidade e permeabilidade. As imagens obtidas no final destas simulações podem ser observadas na Figura 6 e Figura 7. Como hard data foram utilizadas as células resultantes dos processos de *upscaling* dos poços, onde os resultados obtidos mostram uma distribuição heterogênea dos valores de porosidade e permeabilidade, dando destaque para as áreas com uma coloração mais votada para o vermelho da figura 6, que são as áreas com os maiores valores de porosidade, e verde na figura 7, que são as áreas com maiores valores de permeabilidade.

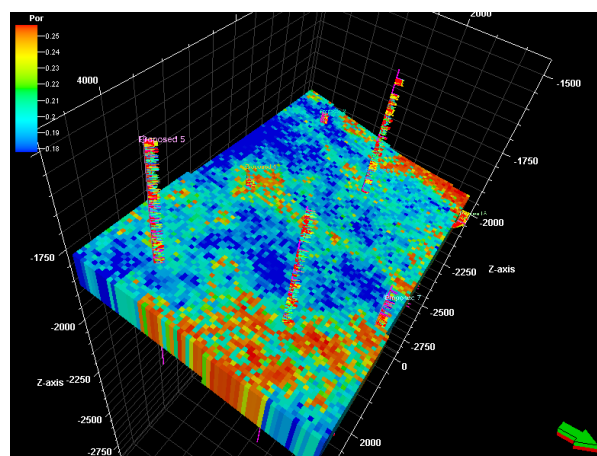


Figura 6: Modelo petrofísico para porosidade. (Vermelho = 0,25 m3/m3; azul escuro = 0,18 m3/m3).

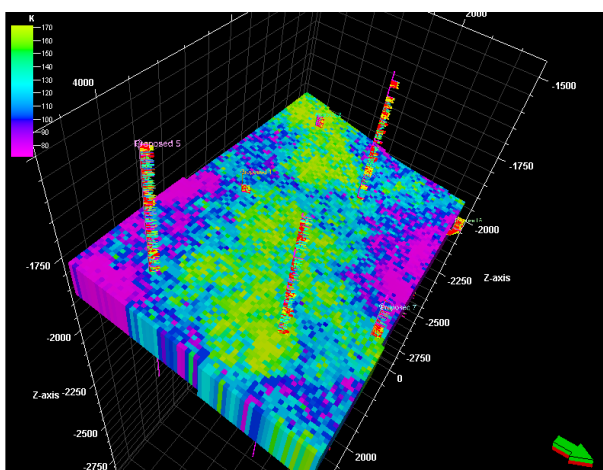


Figura 7: Modelo petrofísico para permeabilidade. (Verde claro = 170 mD; Violeta = 80 mD).

Por fim, na última etapa do processo de caracterização deste reservatório de hidrocarbonetos, consistiu numa modelação preliminar do contato de fluidos (óleo e água). A modelação foi feita através do conhecimento a priori, através de dados de poços, sobre o reservatório.

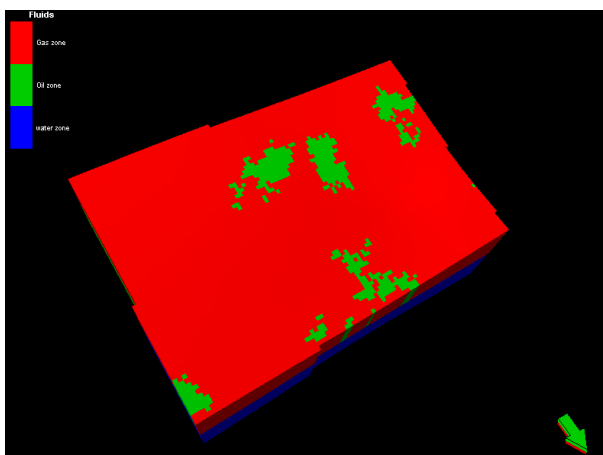


Figura 8: Modelo geológico do reservatório de hidrocarbonetos em estudo com os contatos de fluidos modelados: Petróleo/Água/Gás; (Azul = água; verde = petróleo, vermelho = gás).

Conclusão

Os resultados principais deste trabalho permitiram criar um modelo estático de reservatório para a área de estudo, utilizando o *software* Petrel (Schlumberger). Apesar de toda a extensão do reservatório apresentar evidências de formações porosas e permeáveis, podemos dizer que as zonas laterais, onde estão localizados os poços: 6, 7 e 8, e nas partes centrais onde estão os poços: 1 e 4 do modelo, são as regiões que possuem os valores mais altos para essas propriedades, portanto mais propícia a conter um bom

reservatório de hidrocarbonetos. Finalmente pretendeu-se determinar os tipos de hidrocarbonetos a encontrar na zona de reservatório. Os resultados obtidos mostraram que na camada superior do reservatório, encontram-se fundamentalmente gás em contato, em proporção muito menor, com óleo, cobrindo uma longa camada de água em contato com óleo.

Referências

ALVES, Nélia Marina Silva. Modelação de um Reservatório Petrolífero no Campo Gullfaks, Noruega. 2011. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Departamento de Geociências, Universidade de Aveiro, Aveiro, 2012.

LEITE, M.; Carrasquilla, A.; Silva, J. da. Simulação do perfil sônico a partir dos perfis de raios gama e de resistividade em poços de Bacia de Campos. Revista Brasileira de Geofísica. Vol.26 no. 2 São Paulo Apr./June 2008. www.scielo.br.

LEITE, M.; Carrasquilla, A.; Silva, J.; Lobo, L.; Curtinhas, R.; Batista, S. Aplicação da perfilagem geofísica em projetos de perfuração de poços de petróleo. SBGF 2007.

MENDES, N.M.; Nery, G. G. Determinação de Parâmetros Petrofísicos com Programas interativos que usam Perfis Geofísicos de Poços. SBGF 2007

SACCO, Tatiana; SUSLICK, Prof^o.dr. Saul B.; VIDA, Prof. Dr. Alexandre C.. MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DO CAMPO DE NAMORADO UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM DE POÇOS VERTICAIS. 4^o Pdpetro, Campinas, Sp, Campinas, v. 1, n. 1, p.1-9, out. 2007.

SACCO, T.; Suslick, S. B.; Vidal, A. C. Modelagem Geológica 3D do Compo de Namorado Utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais. Compinas, SP. 2007.