

Modelagem Geológica e Geomecânica para Fins de Perfuração em Campos Onshore

Débora Pilotto

PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil, deborapilotto@puc-rio.br

Vivian Marchesi

PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil, deborapilotto@puc-rio.br

Luiz Felipe de Almeida

Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, luizfelippe@petrobras.com.br

Clemente Gonçalves

Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, clemente@petrobras.com.br

Sergio Fontoura

PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil, sergiofontoura@puc-rio.br

RESUMO: O estudo consiste na elaboração do modelo geológico geomecânico de um campo *onshore*, com fins de perfuração. As etapas consideradas na metodologia geral para o desenvolvimento do estudo foram: (i) coleta, preparação e análise e tratamento dos dados; (ii) modelagem geológica; (iii) modelagem de propriedades (perfis) (iv) modelagem geomecânica (propriedades mecânicas). A distribuição do modelo de fácies foi capaz de captar as heterogeneidades do campo, se mostrando útil para a determinação das propriedades mecânicas. Devido à escassez de dados de ensaios de laboratório, disponíveis apenas para o reservatório, as correlações com propriedades mecânicas foram aplicadas aos poços e posteriormente distribuídas em ambiente 3D por simulação, de forma a captar possíveis faixas de variação dos valores das propriedades.

PALAVRAS-CHAVE: Modelagem geológica, fácies, propriedades físicas, propriedades mecânicas.

1 INTRODUÇÃO

Como uma visão geral do campo, trata-se de um campo *onshore*, com mais de 80 poços perfurados. Segundo relatos do ativo, a perfuração enfrenta problemas em soleiras de diabásios fraturados e prisão de coluna no reservatório. Algumas características singulares do campo são a presença de espessas soleiras de diabásio e a presença de intercalações laminares entre evaporitos, carbonatos e folhelhos.

O objetivo do estudo consiste na elaboração do modelo geológico geomecânico do campo,

com fins de perfuração, compreendendo a modelagem geológica geomecânica.

2 METODOLOGIA

A metodologia geral de desenvolvimento desse estudo é ilustrada na Figura 1. Etapas consideradas na metodologia: (i) coleta, preparação e análise e tratamento dos dados; (ii) modelagem geológica; (iii) modelagem de propriedades (perfis) (iv) modelagem geomecânica (propriedades mecânicas).

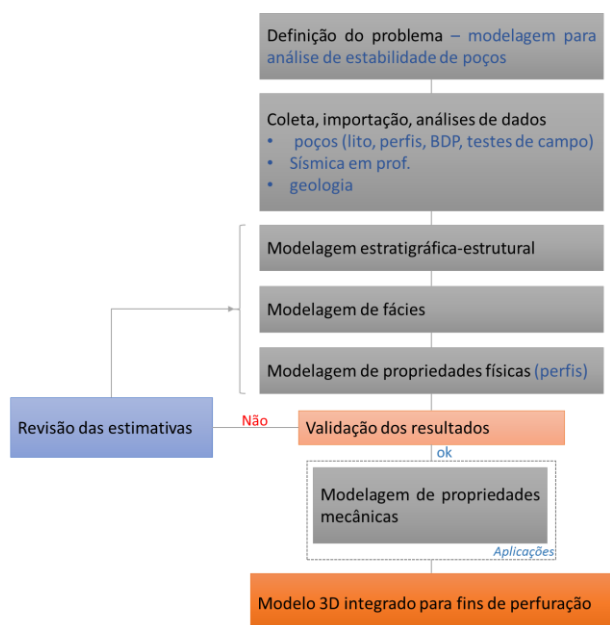


Figura 1. Metodologia adotada para a modelagem geológica-geomecânica do Campo estudado.

A coleta e preparação de dados visa a importação e tratamento dos dados no modelador utilizado. Em seguida os estudos seguem em paralelo com a modelagem geológica do campo e com os estudos para a elaboração do MEM (Mechanical Earth Modeling), conforme definição de Plumb *et al.* (2000).

No modelo geológico gerado serão previstas as propriedades de perfis e propriedades mecânicas.

3 MODELAGEM GEOLÓGICA

3.1 Modelagem Estratigráfica-estrutural

Foram coletados/solicitados dados de sísmica e os dados disponíveis de 77 poços do campo, incluindo (não necessariamente disponível para todos) os dados da Tabela 1.

Durante as análises dos perfis foi constatada a ocorrência de arrombamento na maior parte dos poços do campo. Sendo necessário o tratamento dos perfis Dtc, Dts e Rhob, principalmente.

Tabela 1- Dados coletados/recebidos.

Poços	Modelos 3D	Geologia Regional	Geologia Local	Sísmica em profundidade
Perfis (Lito, Dtc, Dts, GR, Rhob e Nphi); Trajetória, locação e dados gerais; Tomadas de Pressão; Ensaios de absorção; Cronoestratigrafia; BDPs; Análise de perfis de imagem; Ensaios mecânicos.	Modelo geológico do reservatório; Modelo 3D de simulação de fluxo.	Coleta de artigos sobre a formação e estratigrafia da bacia do Solimões.	Relatório da geologia do campo.	Cubo sísmico; Velocidade intervalar.

Após a etapa de coleta, preparação, tratamento e interpretação dos dados, realizou-se a modelagem geológica-estrutural (Figura 2) do campo, que tem por objetivo a distribuição de propriedades mecânicas.

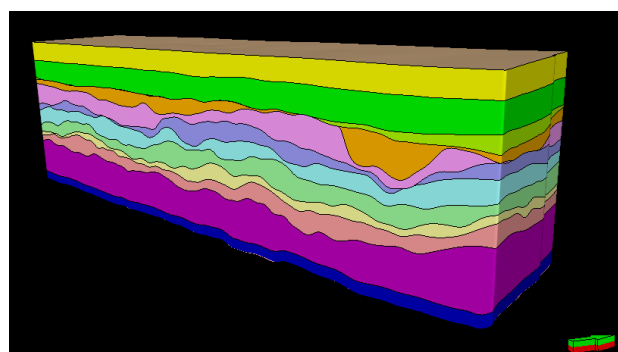


Figura 2- Modelo geológico 3D do Campo.

O mapeamento dos horizontes estratigráficos foi realizado a partir dos topos cronoestratigráficos disponíveis para os poços e dos refletores na sísmica. Durante o mapeamento foi dada especial atenção à divisão entre as soleiras e os demais sedimentos, de forma a garantir a qualidade da distribuição espacial de propriedades e evidenciar os contatos. Vale ressaltar que foi dado um maior peso para os dados de poços na definição dos horizontes estratigráficos.

No total foram modeladas doze zonas. O número de células do grid é de 275x61x491, com tamanho médio de 100x100x5 m.

3.2 Modelagem de Fácies

A classificação das fácies é a primeira etapa para a construção do modelo. No campo estudado, entendeu-se como representativa a disposição das fácies em treze grupos litológicos assim codificados, conforme a Figura 3.

Code	Name	Parent	Color	Pattern
1	Arenito		Amarelo	Padrão de pontos
2	Argilito		Verde	Padrão de pontos
3	Siltito		Verde	Padrão de pontos
4	Folhelho		Verde	Padrão de pontos
5	Marga		Púrpura	Padrão de pontos
6	Carbonatos		Ciano	Padrão de pontos
7	Clásticas		Púrpura	Padrão de pontos
8	Diabásio		Magenta	Padrão de pontos
9	Metamórficas		Vermelho	Padrão de pontos
10	Anidrita		Ciano	Padrão de pontos
11	Orgânicas		Preto	Padrão de pontos
12	Halita		Rosa	Padrão de pontos
13	Outros		Púrpura	Padrão de pontos

Figura 3- Fácies utilizadas para a elaboração do modelo 3D.

As fácies foram distribuídas por Simulação Sequencial Indicativa (SIS) e foram realizados 30 cenários de distribuição de fácies. Um dos cenários simulados pode ser visualizado na Figura 4.

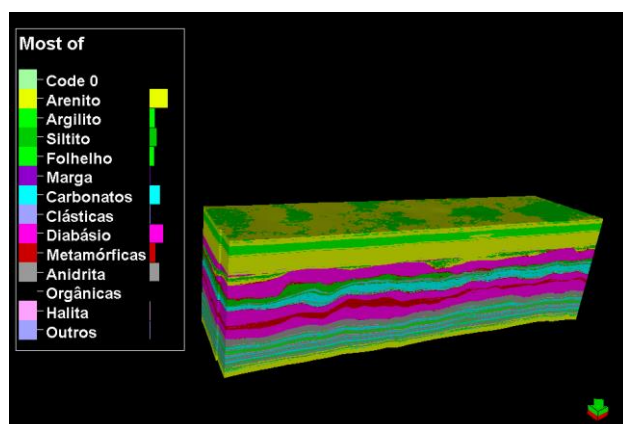


Figura 4- Modelo 3D de fácies.

Através da comparação dos resultados obtidos (Figura 4) com a geologia local da área de estudo conclui-se que a técnica SIS foi capaz de representar de forma adequada a distribuição das fácies no campo estudado, de acordo com o objetivo do estudo.

Para a validação do modelo de fácies (e dos perfis estimados), 5 poços foram excluídos para teste cego. De forma geral o modelo de fácies estimado previu de forma satisfatória as litologias encontradas nos poços de validação, conseguindo captar as zonas que apresentam intercalações. O resultado da análise realizada em um dos poços pode ser visualizado na Figura 5.

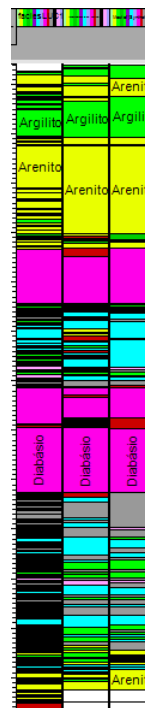


Figura 5- Comparativo entre os perfis fácies real e o estimado através do modelo 3D (à esquerda, perfil fácies, centro, um dos cenários, à direita, moda entre cenários).

4 MODELAGEM DE PROPRIEDADES

4.1 Propriedades Físicas (Perfis)

4.1.1 Modelo Dtc

A propriedade Dtc foi condicionada ao modelo de fácies e distribuída por simulação sequencial gaussiana (SGS) para melhor representar as heterogeneidades do campo. Foram gerados 30 cenários equiprováveis. A média entre as simulações está representada na Figura 6. Os baixos valores de Dtc estão representados pela cor roxa (43 $\mu\text{s}/\text{ft}$) e os altos valores pela cor amarela (180 $\mu\text{s}/\text{ft}$).

O comportamento do modelo foi considerado representativo e capaz de captar a heterogeneidade esperada para o campo, mesmo com o cenário médio. A análise dos cenários individuais, de forma geral, também se mostrou satisfatória, podendo auxiliar em possíveis análises de sensibilidade (cenário mais favorável e mais desfavorável para o campo).

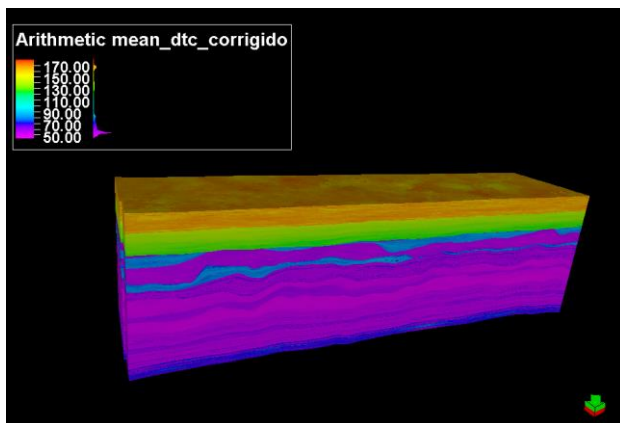


Figura 6- Modelo de Dtc do campo estudado.

Para a validação e comparação quantitativa dos resultados, seis poços foram excluídos dos dados de entrada para previsão, sendo para ele calculado o erro MAPE (Mean Absolute Percentage Error).

A Figura 7 apresenta o perfil Dtc original e o estimado para um dos poços de validação, a partir da modelagem 3D. Observa-se que o perfil Dtc estimado se ajustou bem ao perfil original. Nota-se que a soleira 3 foi a zona que apresentou maiores discrepâncias nos valores de estimativa de Dtc. O erro MAPE obtido para o cubo Dtc foi de 6,75 %.

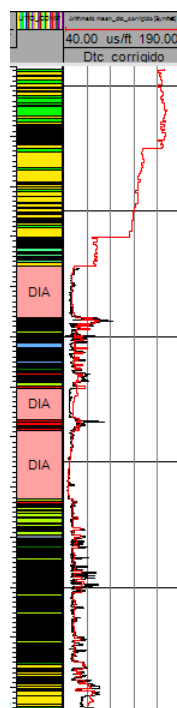


Figura 7 - Resultados das estimativas de distribuição de Dtc. Legenda: linha preta (perfil Dtc lido), vermelha (perfil Dtc estimado).

4.1.2 Modelo Dts

Devido à pouca quantidade de poços que apresentam perfil Dts, foi necessário o uso da correlação de Schlumberger MECPRO (1985) para a obtenção do perfil.

O cubo Dts foi distribuído por simulação sequencial gaussiana (SGS), vinculado ao modelo de fácies. A Figura 8 apresenta o cenário médio das 30 simulações realizadas. Observa-se que o comportamento de Dts é coerente com o de Dtc, conforme esperado. Os baixos valores de Dts estão representados pela cor roxa (67 μ s/ft) e os altos valores pela cor amarela (361 μ s/ft).

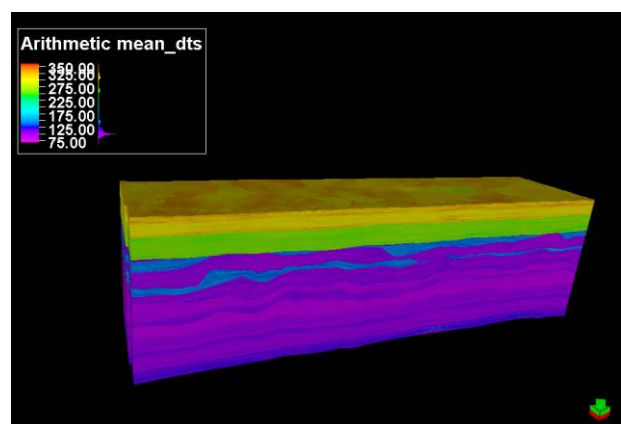


Figura 8 - Cubo Dts 3D do Campo.

Para a validação dos resultados, um dos poços do campo (que apresenta o perfil Dts no overburden) foi excluído dos dados de entrada para previsão, sendo para ele calculado o erro MAPE. A Figura 9 apresenta o perfil Dts original e o estimado para o poço analisado. Observa-se que o perfil Dts estimado apresenta valores muito próximos do perfil original, com as soleiras 3 e 4 apresentando as maiores discrepâncias. O erro MAPE obtido para o cubo Dts foi de 6,38 %.

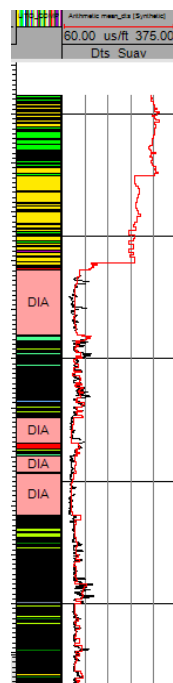


Figura 9 - Resultados das estimativas de distribuição de Dts. Legenda: linha preta (perfil Dts lido), vermelha (perfil Dts estimado).

4.1.3 Modelo Densidade

Basicamente, a maioria dos poços do campo apresentam o perfil Rhob apenas no reservatório, o que impossibilita a realização do cubo Rhob para todo o *overburden* por simulação/geoestatística. Sendo assim, optou-se por utilizar a equação de Gardner (1974) para parte do *overburden*.

As constantes empíricas da equação de Gardner foram calibradas para as formações geológicas do campo estudado.

Em resumo, os perfis Rhob foram compostos por: densidade calculada por Gardner (zona 1 a 4) e Rhob obtido pela perfilagem (zona 5 a 12). Os perfis Rhob foram distribuídos por Simulação Sequencial Gaussiana (SGS), condicionado ao modelo de fácies.

O cubo de densidade pode ser visualizado na Figura 10. Os baixos valores de Rhob estão representados pela cor roxa ($1,98 \text{ g/cm}^3$) e os altos valores pela cor vermelha ($2,98 \text{ g/cm}^3$). O modelo gerado é considerado representativo da estimativa de densidade volumétrica para o campo.

Os resultados das estimativas de distribuição de Rhob no poço de validação podem ser vistos na Figura 11. Observa-se que o perfil estimado

se ajustou bem ao original, conseguindo captar as intercalações de materiais. O erro MAPE obtido foi 3,14%. Vale ressaltar que a validação do poço foi realizada a partir do reservatório, pois é a região que contém dados de Rhob.

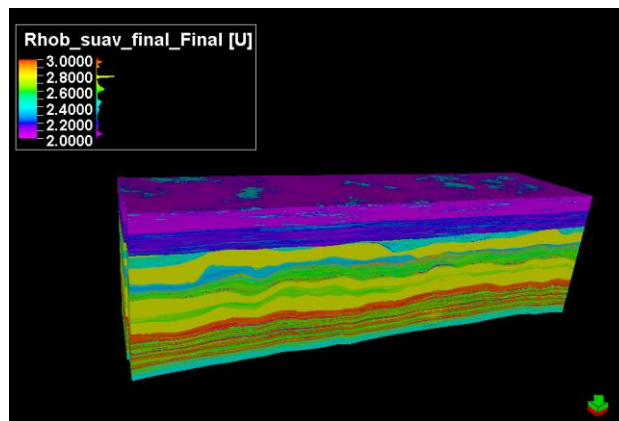


Figura 10 - Cubo de densidade do campo estudado.

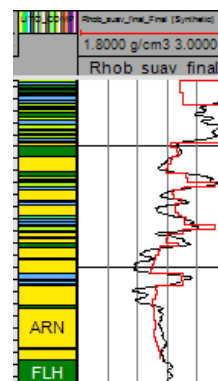


Figura 11 - Resultados das estimativas de distribuição de Rhob. Legenda: linha preta (perfil Rhob lido), vermelha (perfil Rhob estimado).

4.2 Propriedades Mecânicas

Os modelos de propriedades mecânicas elaborados foram módulos de Young dinâmico (Ed), coeficiente de Poisson (ν), resistência à compressão simples (UCS).

As propriedades mecânicas foram calculadas a partir de perfis e ensaios de laboratório. Foram realizados, no Laboratório de Mecânicas de Rochas do Cenpes, ensaios de compressão triaxial em amostras de um dos poços no campo nas profundidades de 2467,3 a 2478,08 m (reservatório) para determinação dos parâmetros de elasticidade e resistência.

Para a validação dos modelos de propriedades mecânicas, seis poços foram excluídos para teste cego.

Vale ressaltar que as previsões das propriedades mecânicas dos evaporitos foram realizadas a fim de análise comparativa dos resultados, pois para melhores previsões e análises no sal deve-se avaliar a fluência por método dos elementos finitos.

O fluxograma adotado para a elaboração dos modelos de propriedades mecânicas pode ser visualizado na Figura 12.

A primeira etapa consiste na utilização de equações de correlações obtidas na literatura para a geração dos perfis de propriedades mecânicas. As equações de correlações utilizadas são apresentadas no decorrer do item, e utilizam como dado de entrada os perfis Dtc, Dts, GR e Rhob.

Após a geração dos perfis de propriedades mecânicas nos poços 1D, faz-se necessário o processo de *upscale*, no qual as propriedades são vinculadas ao grid.

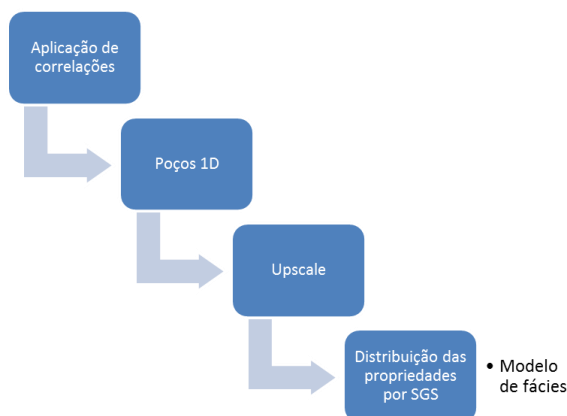


Figura 12 – Fluxograma adotado para a elaboração dos modelos de propriedades mecânicas 3D.

Finda a etapa de *upscale*, é realizada a distribuição das propriedades mecânicas. A técnica utilizada foi a simulação sequencial gaussiana (SGS), condicionada ao modelo de fácies. Para cada propriedade, foram simulados 30 cenários equiprováveis.

Os modelos 3D de propriedades mecânicas foram validados da seguinte forma: Análise da consistência dos resultados; Análise de incerteza, com a determinação da faixa de variação dos valores das propriedades, dado pelos perfis do cenário médio, mínimo ($m-2.\sigma$) e máximo ($m+2.\sigma$) simulado.

4.2.1 Coeficiente de Poisson

O coeficiente de Poisson foi determinado pela Teoria da Elasticidade a partir dos perfis tempo de trânsito das ondas compressional e cisalhante.

O cenário médio das simulações realizadas pode ser visualizado na Figura 13. Na escala de cores do modelo, o vermelho representa altos valores ($\approx 0,34$) e a cor magenta se refere a valores mais baixos ($\approx 0,17$).

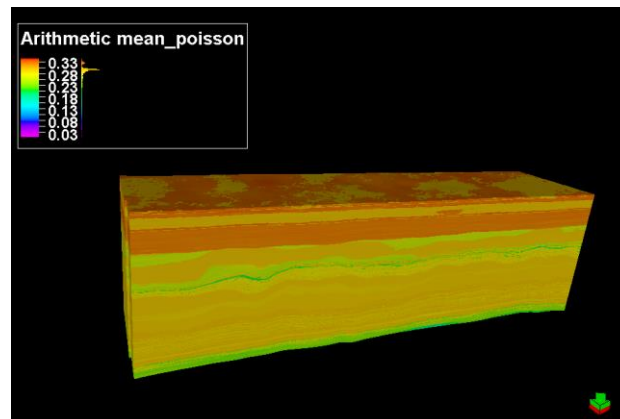


Figura 13- Modelo 3D do coeficiente de Poisson do campo.

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que os valores de Poisson estimados pelo modelo 3D apresentam coerência com o esperado na área de estudo.

A partir da análise de incerteza observa-se que o valor obtido em laboratório encontra-se entre a faixa do perfil do cenário mínimo e médio simulado.

4.2.2 Módulo de Young

Os perfis módulo de Young dinâmico foram obtidos através da Teoria da Elasticidade a partir dos perfis de Poisson, densidade e Dts.

A Figura 14 representa o cenário médio simulado do módulo de Young dinâmico. Na escala de cores do modelo, o vermelho representa altos valores ($\approx 11.500.000$ psi) e a cor magenta se refere a valores mais baixos (≈ 415.000 psi).

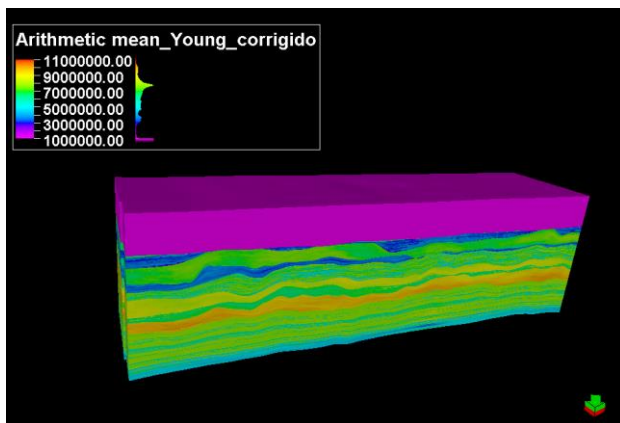


Figura 14 - Cubo 3D de módulo de Young dinâmico do campo estudado.

A partir da comparação do modelo 3D do módulo de Young com o comportamento mecânico esperado da área de estudo, conclui-se que o cubo 3D do módulo de Young apresenta coerência nos valores obtidos.

A partir da análise de incerteza, com a visualização dos perfis do cenário médio, mínimo ($m-2.\sigma$) e máximo ($m+2.\sigma$) simulado, nota-se que o módulo de Young obtido experimentalmente apresentou valor mais baixo que o estimado pelo modelo 3D, ficando próximo à faixa dos valores mínimos simulados.

Naturalmente, os valores do módulo de Young estático tendem a ser mais baixos que os valores do dinâmico. Mesmo assim a explicação para tal comportamento pode ser elucidada pela análise da Figura 15. Os perfis/propriedades do poço não foram utilizados para a distribuição dos modelos 3D, pois este poço foi um dos seis poços de validação. Logo, as propriedades estimadas na locação do poço levaram em consideração as propriedades dos poços próximos.

A partir da análise da Figura 15, observa-se que na área onde foi realizada os ensaios mecânicos (reservatório), o Dtc dos poços próximos é consideravelmente mais baixo que no poço analisado, superestimando assim os valores das propriedades mecânicas simuladas nesta região.

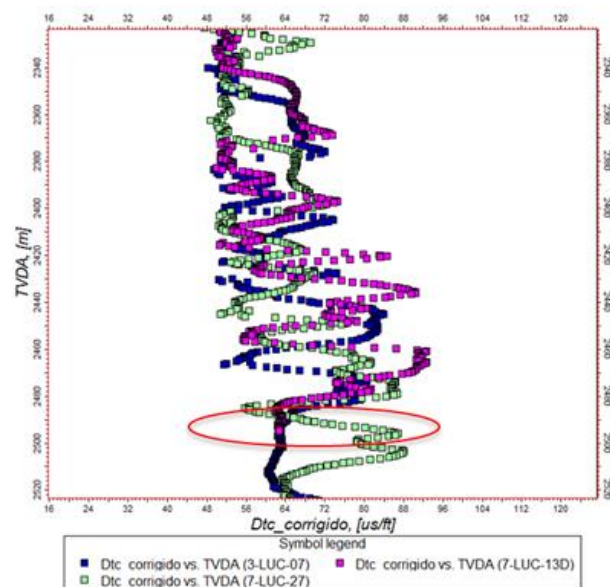


Figura 15- Comparação dos perfis Dtc.

4.2.3 Resistência à Compressão Simples (UCS)

Os perfis UCS foram calculados através de equações de correlações, apresentadas na Tabela 2, utilizando como dado de entrada o perfil tempo de trânsito das ondas compressional (Dtc).

Tabela 2 - Correlações utilizadas para a obtenção da resistência à compressão simples (UCS).

Referência	Equação (UCS em psi)	Tipo de Rocha
Brehm (2004)	$UCS = (2,05 \cdot 10^9) / Dtc^3$	Rochas argilosas
Militzer & Stoll (1973)	$UCS = (7682 / Dtc)^{1,82}$	Carbonatos
Chang (2004)	$UCS = (14138000 / Dtc^3) \cdot 145,04$	Arenitos

Devido a não existência de correlações específicas para a estimativa de UCS para as halitas, anidritas, metamórficas e diabásio, adotou-se faixa de valores obtidas na literatura. Para uma análise mais consistente, realizou-se uma distribuição normal dos valores de UCS adotados.

A Figura 16 apresenta o cenário médio das 30 simulações da distribuição de UCS no campo. Na escala de cores do modelo, o vermelho representa altos valores (≈ 45000 psi) e a cor magenta se refere a valores mais baixos (≈ 200 psi).

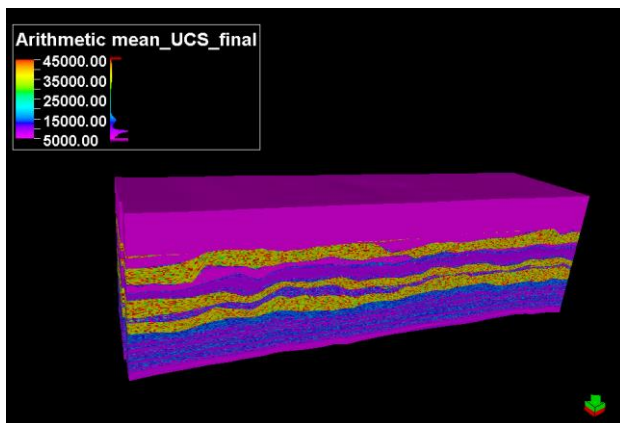


Figura 16 - Cubo UCS estimado para o campo.

Realizou-se a análise de incerteza num dos poços de validação, com a faixa de variação dos valores de UCS, dado pelos perfis do cenário médio, mínimo ($m-2\sigma$) e máximo ($m+2\sigma$) simulado. A partir da análise comparativa dos resultados dos cenários de simulações com os dados de laboratório, nota-se que o resultado experimental apresenta valor mais baixo que a média das simulações, ficando na faixa entre o perfil mínimo e o médio simulado.

5 CONCLUSÕES

Verifica-se a complexidade geológica do campo, que contém soleiras intrusivas de diabásio, metamorfismo de contato nas bordas das soleiras e a presença de finas lentes intercaladas de carbonatos, rochas argilosas e evaporitos com comportamento bastante variado (halita e anidrita).

A modelagem estratigráfica/estrutural do campo teve por finalidade discretizar zonas de interesse à perfuração de poços e a classificação e distribuição espacial das fácies teve por objetivo a correlação com as propriedades mecânicas do campo. A distribuição do modelo de fácies foi capaz de captar as heterogeneidades do campo, se mostrando útil para a determinação das propriedades mecânicas.

Devido à escassez de dados de ensaios de laboratório, disponíveis apenas para o reservatório, as correlações com propriedades mecânicas foram aplicadas aos poços e posteriormente distribuídas em ambiente 3D por simulação, de forma a captar possíveis faixas de variação dos valores das propriedades. A

distribuição de UCS exigiu abordagem específica para as rochas evaporíticas, ígneas e metamórficas. Deve ser ressaltado que a faixa de variação de UCS adotada para os diabásios consiste em valores para rocha intacta, sendo recomendada a realização de ensaios de laboratório com ênfase no comportamento das fraturas, que constituem planos preferenciais de fraqueza para as soleiras.

Pela análise das propriedades mecânicas (e de perfis), observou-se que as propriedades petrofísicas dos carbonatos eram próximas das propriedades de rocha matriz e que as propriedades mecânicas eram bastante elevadas. Confirmou-se com o campo que esse material é bastante cimentado e pouco poroso. Os arenitos apresentaram distribuições bimodais de propriedades mecânicas, com dois padrões de comportamento entre resistência mais baixa ou mais elevada. De forma geral, verifica-se que os arenitos da base apresentam menor resistência.

REFERÊNCIAS

- Brehm, A.D.K., et al. (2004). Incorporating Geomechanics into the Well Design Process- A Gulf of Mexico Case Study. in Gulf Rocks 2004. Houston, Texas: American Rock Mechanics Association.
- Chang, Ch. (2004). Empirical Rock Strength Logging in Boreholes Penetrating Sedimentary Formations. *Geology and Earth Environmental Sciences*, Chungnam National University, Daejeon, v.7, n.3, pp. 174-183.
- Gardner, G. & Gardner, L. & Gregory, A. (1974). Formation velocity and density: the diagnostic basis for stratigraphic traps. *Geophysics*. Tulsa, Okla., v.39, n.6, pp.770-780.
- Militzer, H., Stoll, R. (1973) Einige Beitrageder geophysics zurprimadatenerfassung im Bergbau, Neue Bergbautechnik. *Lipzig*. V. 3, P. 21–25.
- Plumb, R. et al. (2000) The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects. *IADC/SPE Drilling Conference*. New Orleans, Louisiana, IADC/SPE 59128.
- SCHLUMBERGER MECPRO (1985). *Mechanical Properties*.