

# Determinação das propriedades petrofísicas que controlam o comportamento dinâmico de um reservatório carbonático Albiano do Campo A na Bacia de Campos

Lucas Carvalho & Abel Carrasquilla, UENF, Macaé – RJ, Brasil

Copyright 2016, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Ouro Preto, 25 a 27 de outubro de 2016. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VII SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

## Resumo

No presente trabalho, determinamos as propriedades petrofísicas que controlam o comportamento dinâmico de um reservatório carbonático Albiano da Formação Quissamã localizado no Campo A na Bacia de Campos. A partir da interpretação de perfis geofísicos de poço foram estimadas as curvas de porosidade, permeabilidade e saturação de água do reservatório, assim como, foi construído um modelo de eletrofácies. O estudo buscou uma correlação espacial entre a interpretação dos perfis de poço com os dados experimentais de laboratório e os atributos geológicos. Os resultados obtidos foram integrados, fornecendo uma caracterização mais precisa do reservatório.

## Introdução

As rochas carbonáticas tem grande importância na indústria petrolífera, pois aproximadamente 50% das reservas estimadas do mundo estão armazenadas em reservatórios desse tipo (Lucia, 2007). No Brasil, as recentes descobertas do Pré - Sal trouxeram à tona diversos desafios relacionados a pesquisa sobre a caracterização petrofísica em carbonatos, devido à sua heterogeneidade. Este trabalho apresenta um estudo realizado em rochas carbonáticas depositadas na Bacia de Campos, em um ambiente de plataformas carbonáticas de alta energia onde predominam grainstones oncolíticos (Figura 1). A deposição ocorreu há aproximadamente 110 milhões de anos no Albiano, pertencendo à Formação Quissamã (Bruhn et al., 2003).

A perfilagem geofísica de poços é uma das ferramentas mais utilizadas para caracterização de reservatório. Quando corretamente aplicada, sua interpretação proporciona reduções substanciais nos custos de avaliação, desenvolvimento e exploração de reservatórios de petróleo. Uma boa perfilagem possibilita o cálculo confiável do volume de óleo *in place* a partir do cálculo do volume poroso, da saturação de água no reservatório e da definição do contato óleo/água. Além disso, contribui positivamente para a completação do poço e também reduz drasticamente os custos para se obter informações sobre a rocha reservatório, evitando a realização de testemunhagem e testes de formação em vários poços do campo. No entanto, os perfis de poço não podem ser considerados bem sucedidos e proveitosos se forem adquiridos isoladamente, sem os outros métodos de caracteri-

zação de reservatórios, como testemunhos e amostras laterais de rocha. Os perfis de poço necessitam de um ajuste através dos dados de testemunho em alguns poços, isso porque os perfis não possuem resolução suficiente para identificar todas as características da formação e, além disso, podem sofrer interferências em suas leituras devido às condições do poço durante a leitura da ferramenta (Shenawi et al., 2007).

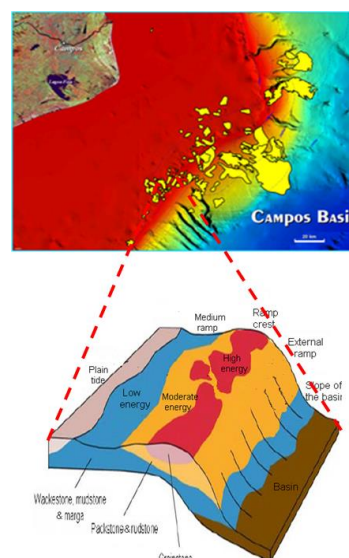


Figure 1. Albian carbonate reservoirs in Campos Basin (modify from Bruhn et al., 2003).

Diversos trabalhos técnicos foram realizados integrando informações de perfis de poço e de testemunhos. Rosa et al. (2008) desenvolveram modelos de eletrofácies utilizando estatística multivariada. As distribuições dos tamanhos dos poros foram correlacionadas com os perfis por Carrasquilla & Franco (2014). Em outro estudo realizado por Torrez et al. (2012), a distribuição do tamanho dos poros e a textura foram incorporadas na modelagem de eletrofácies, de modo que fosse realizada uma melhor estimativa de permeabilidade em reservatórios carbonáticos. Com base nas interpretações de dados de perfis de poço aberto, correlacionadas com as informações advindas dos testemunhos, e levando em consideração as características complexas das rochas carbonáticas, este estudo pretende estimar propriedades petrofísicas que influenciam o comportamento dinâmico de um reservatório.

## Metodologia

A construção do modelo petrofísico desenvolvido neste trabalho seguiu o seguinte roteiro:

- Carregamento dos dados dos poços a serem estudados:
  - Nesta etapa, os dados de perfil geofísico de poço (raio gama, sônico, resistividade, densidade e neutrão) e os dados de plugue (porosidade, permeabilidade e saturação de água medidos em laboratório) dos poços A3 e A10 do campo A foram carregados no *software* Interactive Petrophysics (LR\_Senergy, 2015). Em seguida, os dados carregados foram organizados em grupos e plotados.
- Geração das curvas de temperatura, porosidade, saturação de água, permeabilidade e modelo de eletrofácies:
  - A primeira curva a ser computada nesta etapa foi a de temperatura, pois ela é utilizada para o cálculo de outras curvas.
  - A curva de porosidade foi calculada de quatro maneiras diferentes, através dos perfis densidade, neutrão, sônico e densidade/neutrão.
  - Para o cálculo da curva de saturação foi utilizada equação de Archie (1942).
  - A curva de permeabilidade foi estimada variando os valores das incógnitas definidas nas equações de Timur et al. (1968), Morris & Biggs (1967) e Schlumberger Chart K3 (Schlumberger, 2013). Foi também utilizado para estimar a curva de permeabilidade um método estatístico, onde os perfis foram comparados com as amostras de rocha e foi criado um modelo estatístico que os correlaciona.
  - O modelo de eletrofácies foi construído utilizando a curva de fácies fornecida pela Petrobras (2013), através do método estatístico análise discriminante, que relaciona a curva de fácies com os perfis de poço.
- Comparação e ajuste dos resultados obtidos com os dados de laboratório.
  - As curvas construídas foram comparadas com os dados de laboratório da porosidade, saturação de água e permeabilidade.

## Resultados

As curvas de porosidade para os poços A03 e A10 foram geradas a partir dos perfis densidade, neutrônico e sônico. Entre as curvas computadas, somente plotamos a porosidade densidade (curva azul da pista 5 das Figuras 2 e 3) por ter sido a que melhor ajustava os valores da porosidade medida em laboratório em amostras de rocha na zona do reservatório (pontos vermelhos da pista 5 das Figuras 2 e 3). Observa-se que existem muito mais amostras tomadas no poço A10 que no poço A03 e, portanto, muitas mais medidas de laboratório. Na pista 2 dessa figura se observa que o reservatório do poço A10 é mais raso e mais largo que no poço A03. A pista 7 da mesma figura mostra que a porção inferior do poço A03 mostra que a parte packstone é mais desenvolvida, quanto que no poço A10 o grainstone é mais cimentado.

A curva de saturação de água para os poços A03 e A10, calculadas através da equação de Archie, foram plotadas na pista 5 das Figuras 3 e 4 (curva vermelha) junto com a curva calculada pela Petrobras (2013) (curva com som-

breamento azul) e com a saturação medida em laboratório em amostras de rocha (pontos vermelhos). Não há dados de laboratório para saturação no poço A10. A curva computada com a equação de Archie teve um bom ajuste com a curva da Petrobras e com os dados de laboratório na zona de reservatório em ambos os casos, com exceção do topo e da base do reservatório. A curva de saturação também nos revela que a saturação de óleo é maior no poço A10 (>80%) que no poço A03 (>60%) e que a saturação próxima de 100% é atingida mais profundamente no poço A10. Da mesma forma, a curva da resistividade da pista 4 de ambos os poços mostra que a resistividade profunda (curva vermelha) detecta de forma mais evidente a presença de óleo.

As curvas de permeabilidade para os poços A03 e A10 foram calculadas de duas maneiras diferentes, numa delas, foram utilizados os três métodos disponibilizados pelo *software* Interactive Petrophysics, que são: Timur, Morris – Biggs e Schlumberger (LR\_Senergy, 2015), plotadas na pista 4 das Figuras 4 e 5 junto com as permeabilidades medidas em laboratório. A outra maneira de cálculo foi através de análise estatística, gerando um modelo que correlaciona a permeabilidade com os perfis geofísicos de poço. Esta última abordagem aparece plotada na pista 5 das Figuras 4 e 5 junto com os dados de laboratório, que são mais abundantes no poço A10 que no poço A03. Observa-se que as curvas de permeabilidade geradas através das propostas de Timur, Morris - Biggs e Schlumberger não tiveram um bom ajuste com os dados de laboratório, porém a curva estatística teve um melhor resultado em ambos os poços.

O modelo de eletrofácies para o poço A03, gerado através do método de análise discriminante do *software Interactive Petrophysics* (LR\_Senergy, 2015), obteve como resultado a curva plotada na pista 6 das Figuras 2 e 3. Ao lado, na pista 7 dessas duas figuras, mostramos a curva de fácies fornecida pela Petrobras (2013). Em ambos os casos, a curva de eletrofácies obteve um bom resultado ao ser comparado com a curva de fácies, considerando que ela apresenta fácies de alta energia onde a curva de fácies indica grainstone e grainstone cimentado, fácies de energia moderada onde a curva de fácies indica packstone e packstone cimentado e fácies de baixa energia onde a curva de fácies indica wackstone.

Como foi mencionado anteriormente, como resultado na análise do conjunto de dados, o topo do reservatório possui profundidades diferentes nos dois poços em estudo, sendo no poço A10 mais raso. Além disso, o poço A10 apresenta maior espessura de fácies de melhor qualidade (alta energia) que o poço A03. Essa diferença é explicada pela localização dos poços, sendo que, provavelmente o poço A10 está localizado numa região mais central do reservatório, onde no momento da deposição seria a região central do banco carbonático (grainstone), um ambiente de maior energia. A Figura 8 mostra um esquema dessa proposta da localização dos poços, sendo evidente também uma porção maior de sedimentos de baixa energia (packstone) na parte inferior do poço A03.

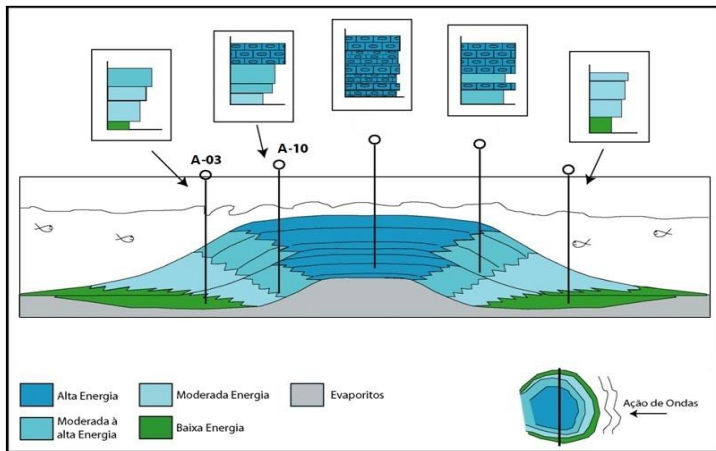


Figura 8. Esquema da localização dos poços em relação à plataforma carbonática (modificado de Petrobras, 2013).

### Conclusões

A integração de dados petrofísicos, geofísicos de poço e geológicos nos ajudaram a compreender melhor as propriedades desse reservatório carbonático Albiano da Bacia de Campos. Para o Campo A, os resultados nos mostraram que a porosidade derivada do perfil densidade ajusta melhor os dados de laboratório. Por outro lado, a saturação de água calculada pela equação de Archie representa bem esse reservatório, como mostrou o bom ajuste com os dados de laboratório do poço A03. Isto nos revela que se trata de um reservatório bem comportado, do estilo siliciclástico. Entretanto, a estimativa da permeabilidade mostrou que é necessário utilizar uma análise estatística para conseguir um ajuste melhor, pois a sua complexa dependência com a porosidade deixa essa estimativa muito mais difícil. O método estatístico de análise discriminante utilizado no modelo de eletrofácies mostrou-se efetivo quando se compara com as fácies geológicas de cada poço pela similaridade entre ambos. Os dados, tanto os de perfil quanto os de laboratório, mostraram uma redução da porosidade e da permeabilidade com o aumento da profundidade e da saturação de água, o que pode estar relacionado com a maior presença da água nos poros, que permitiu a ocorrência de reações químicas na diagênese por mais tempo, enquanto que no topo do reservatório, a presença do óleo interrompeu esse processo. Observamos também que a localização dos poços influencia na qualidade da rocha reservatório que o mesmo atravessa. Poços que cortam o reservatório na região central da ilha carbonática tendem a ter maiores espessuras de rochas de melhor qualidade, com boa permeabilidade, formadas em ambientes de alta energia (grainstone).

### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à UOBC - Petrobras pela sua cooperação no fornecimento de dados para publicar este trabalho.

### Referências

Archie, G. 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Transactions of AIME* 146: 54–62.

Bruhn C., Gomes J., Lucchese C. & Johann P. 2003. Campos basin: reservoir characterization and management - Historical overview and future challenges. *Off-shore Technology Conference*, Houston, Texas, paper OTC 15220, 14 p.

Carrasquilla, A. & Franco, N. Petrophysical evaluation of a carbonate reservoir in Campos Basin - Southeastern Brazil. *SEG Denver 2014 Annual Meeting*, p. 2714–2719.

LR Senergy. 2014. *Interactive Petrophysics v4.3*, Online user's manual (<http://www.lr-senergy.com/software/ip>).

Lucia, F. 2007. *Carbonate reservoir characterization*. Springer - Verlag, Berlin, Heidelberg, 336 p.

Morris, R. & Biggs, W. 1967. Using log-derived values of water saturation and porosity. *SPWLA 8th Annual Logging Symposium*.

Petrobras. 2013. *Dados e material explicativo dos Campos A e B cedidos pela Petrobras para as universidades pertencentes ao Sistema de Capacitação, Ciência e Tecnologia em Carbonatos (SCTC)*.

Rosa, H.; Suslick, S.; Vidal, A. & Sakai, G. 2008. Caracterização de eletrofácies por meio de ferramentas estatísticas multivariadas. *Revista Escola de Minas, SciELO Brasil*, v. 61, n. 4, p. 415–422, 2008.

Schlumberger. 2013. *Log interpretation charts*. Educational Services. USA, 306 p.

Shenawi, S.; White, J.; Elrafie, E. & El-Kilany, K. 2007. Permeability and water saturation distribution by lithologic facies and hydraulic units: a reservoir simulation case study. Presented at the *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, SPE-105273.

Timur, A. 1968. An investigation of permeability, porosity, & residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. *The Log Analyst IX (4)*. SPWLA, vix, n4, a2.

Torrez, M.; Barreto, E.; Carrasquilla, A. & Sanchez, P. 2012. Incorporating texture and pore size distribution in electrofacies modeling to improve permeability prediction in carbonate reservoirs. *SPWLA Annual Logging Symposium*, Cartagena - Colombia, June 16-20.



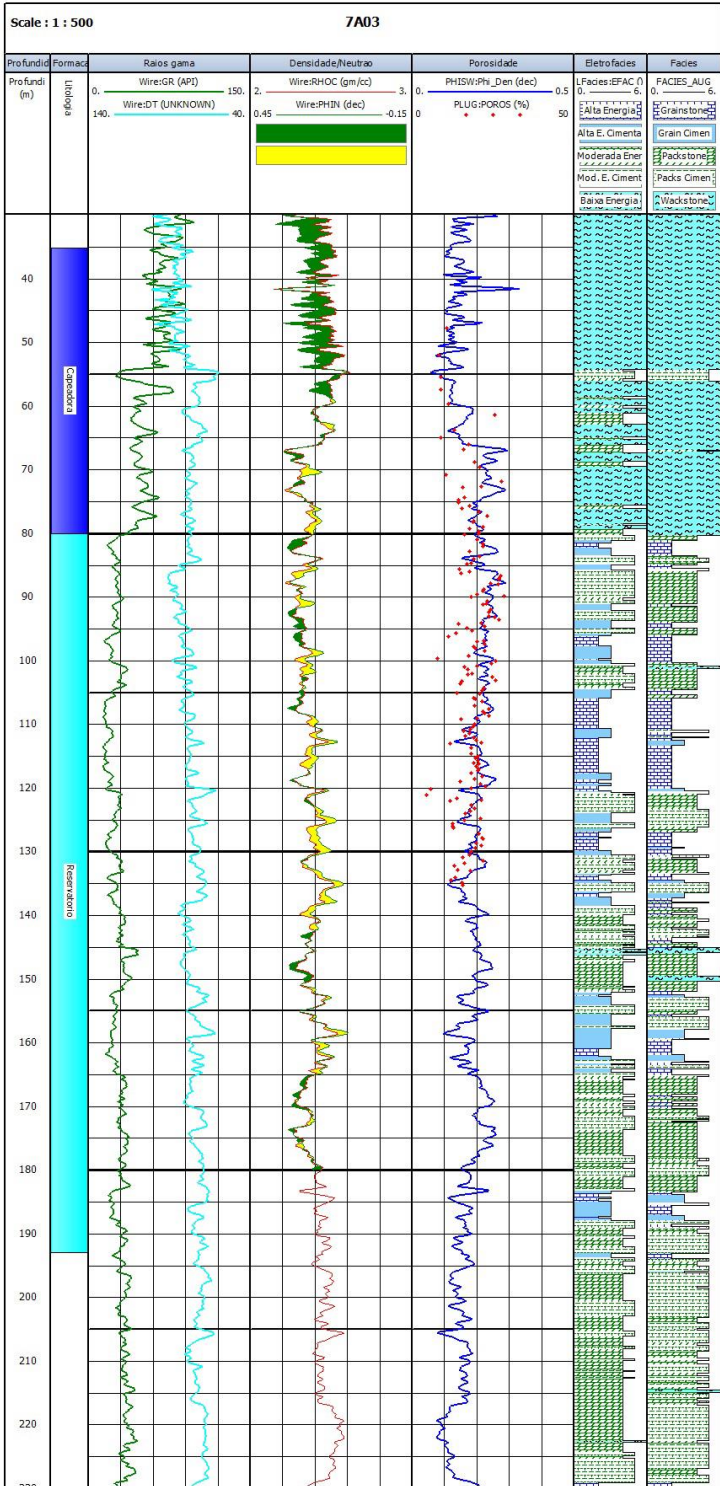


Figura 2. Poço A03: na pista 5, gráfico que compara as porosidades medidas em laboratório (pontos vermelhos) com a porosidade derivada do perfil densidade (curva azul). Na pista 6 aparecem as eletrofácies e na pista 7 as fácies fornecidas pela Petrobras (2013).

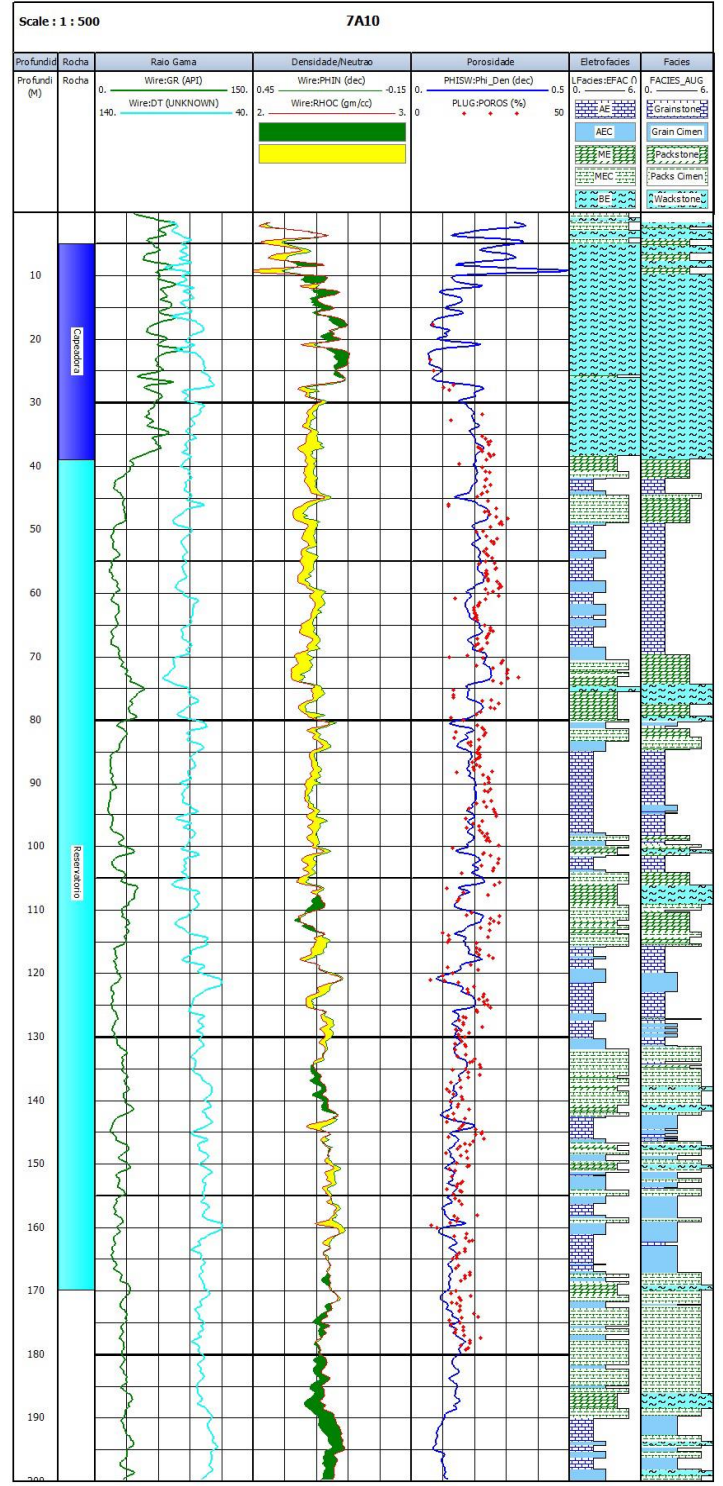


Figura 3. Poço A10: na pista 5, gráfico que compara as porosidades medidas em laboratório (pontos vermelhos) com a porosidade derivada do perfil densidade (curva azul). Na pista 6 aparecem as eletrofácies e na pista 7 as fácies fornecidas pela Petrobras (2013).

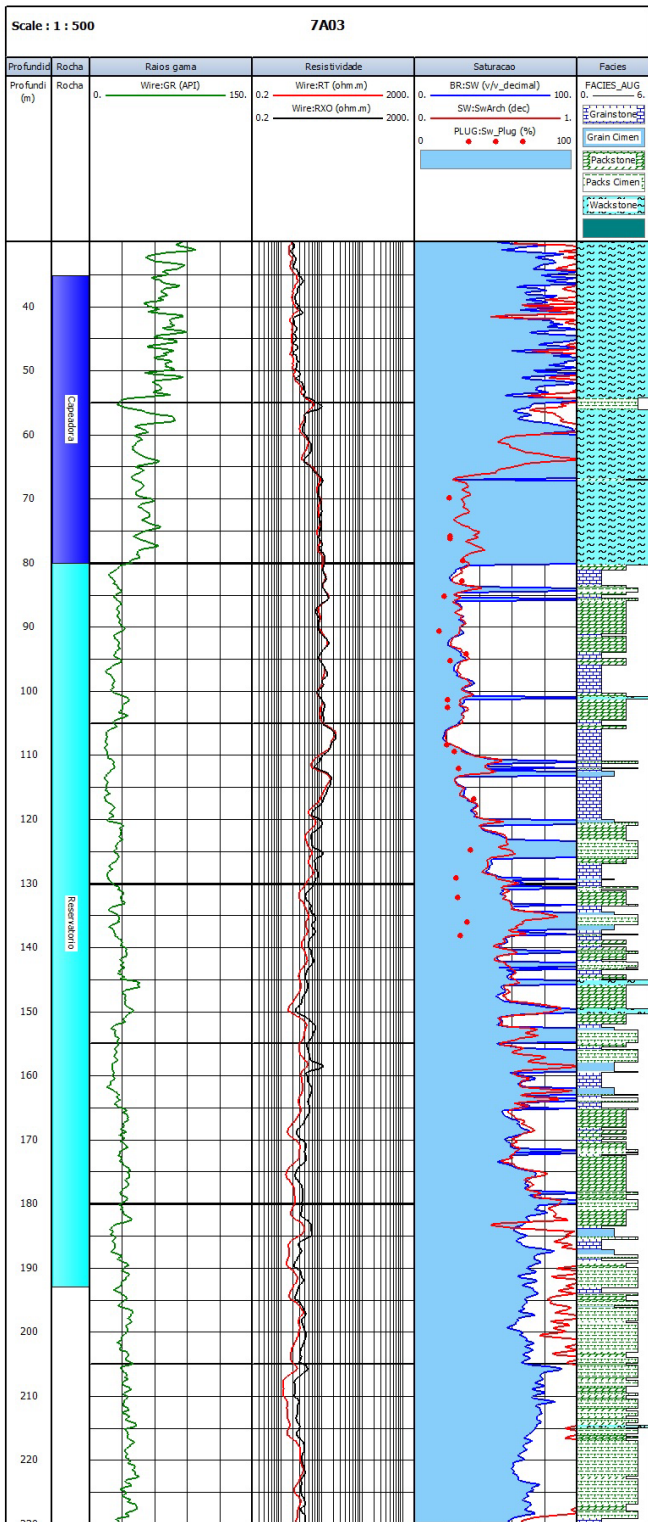


Figura 4. Curva de saturação calculada (vermelho) para o poço A03, plotada com a saturação medida em laboratório (pontos vermelhos) e a curva computada pela Petrobras (2013) sombreada em azul.

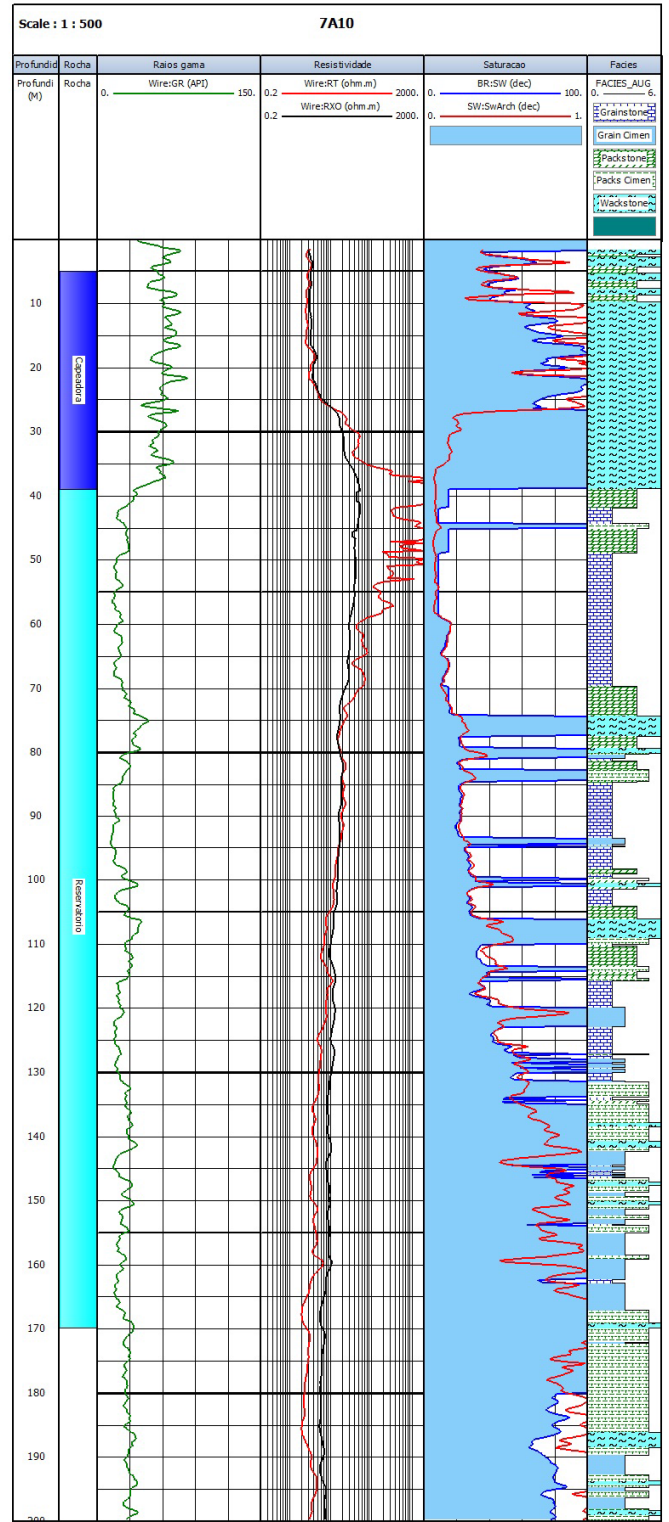


Figura 5. Curva de saturação calculada (vermelho) para o poço A10, plotada com a saturação medida em laboratório (pontos vermelhos) e a curva computada pela Petrobras (2013) sombreada em azul.



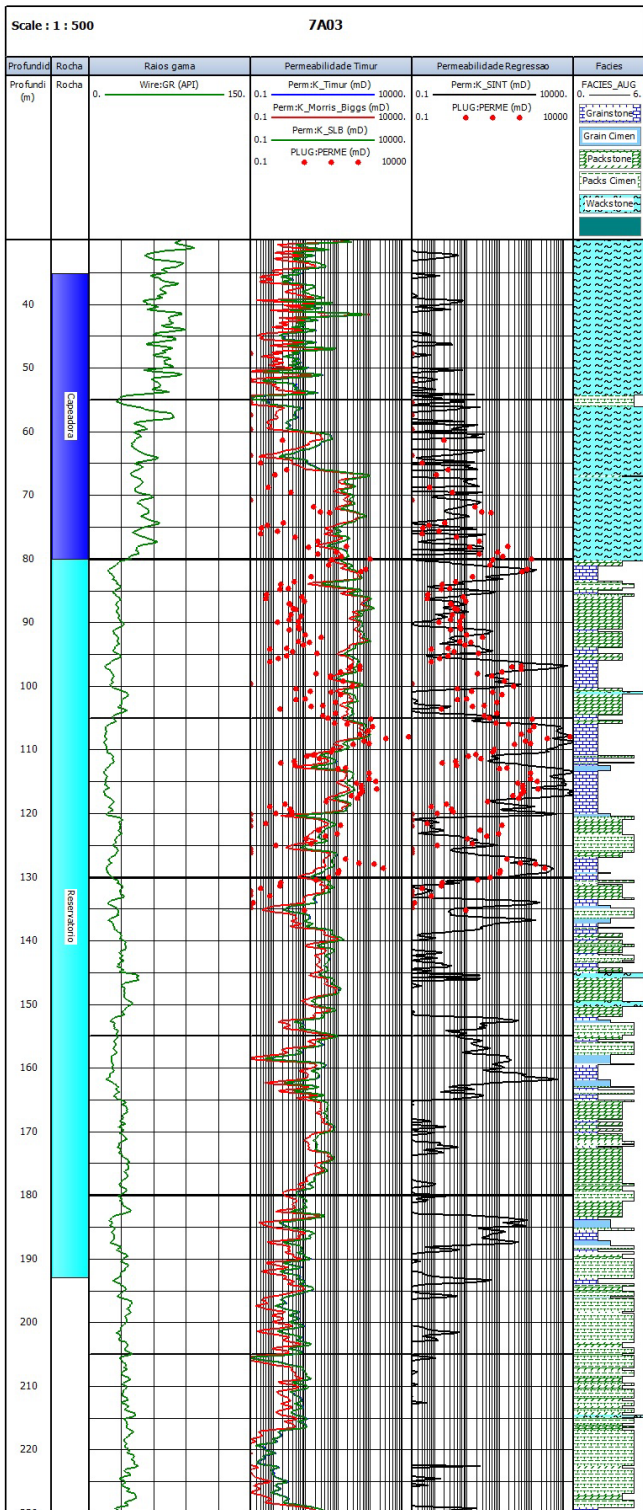


Figura 6. Na pista 4, curvas de permeabilidade calculadas para o poço A03, em azul a curva Timur, em vermelho Morris - Biggs, em verde Schlumberger, junto com os pontos vermelhos da permeabilidade medida em laboratório. Na pista 5, em preto a curva estatística e os pontos vermelhos a permeabilidade medida em laboratório.

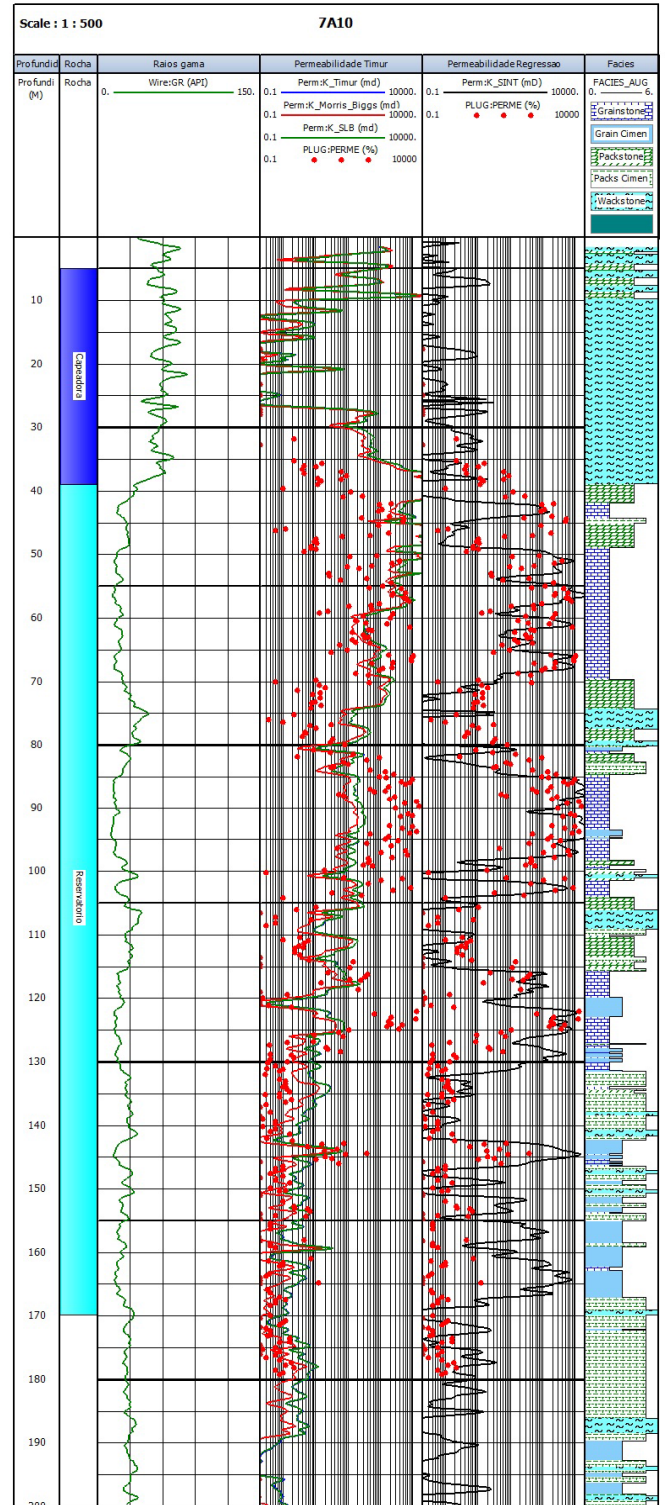


Figura 7. Na pista 4, curvas de permeabilidade calculadas para o poço A03, em azul a curva Timur, em vermelho Morris - Biggs, em verde Schlumberger, junto com os pontos vermelhos da permeabilidade medida em laboratório. Na pista 5, em preto a curva estatística e os pontos vermelhos a permeabilidade medida em laboratório.