

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Correlação rocha-perfil para o campo de Namorado

AUTORES:

Luiz Gustavo Vicente Hayum, Edmilson Helton Rios, Paulo Couto

INSTITUIÇÃO:

Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL PARA O CAMPO DE NAMORADO

Abstract

Geophysical well logging is the science responsible for measuring, processing and interpreting the physical parameters of geological formations cut by exploration or production wells. The relevant petrophysical information for formation evaluation and reservoir engineering are estimated through the use of theoretical models accepted by the industry. However, these models need to be calibrated with laboratory data from samples extracted during core acquisition operations, known as 'rock data'. On this study, we assessed the integration of rock-well log data for turbiditic reservoirs in the Campos basin. The first step encompassed depth correction through the comparison of coregamma measurements and gamma ray well log. With the same well log, clay volumes were estimated for calculation of effective porosity in a next step. The laboratory data for grain density and porosity, measured with the gas expansion technique by Boyle's Law in cleaned core plugs, have been used to calibrate the porosity equation's parameters for the density, neutron and sonic log. Fluid saturation has been estimated applying the resistivity measured by the deep induction log and the modified Simandoux equation. With porosity and connate water saturation, the absolute permeability has been estimated with Timur's model. The results have been confronted with the permeability measured through gas expansion using Darcy's Law. Knowing porosity and hydrocarbons saturation, it was possible to estimate reserves volumes. The current work demonstrates how petrophysical models utilized at the well level should be calibrated with laboratorial rock data. Lastly, it can be concluded that rock-well log correlation is essential to reduce uncertainties on the reservoir characterization process.

Introdução

A interpretação de dados de perfilagem de poço está sujeita a diversas incertezas. A presença de minerais argilosos, perturbações causadas ao estado natural das rochas durante a perfuração e desconhecimento das propriedades dos fluidos que saturam as rochas são alguns dos fatores que podem comprometer a estimativa correta de propriedades da rocha através de perfis. A estimativa incorreta pode resultar em decisões de investimento no desenvolvimento de acumulações de hidrocarbonetos que acabem por não conter os volumes ou produtividade esperados. A correlação rocha-perfil permite reduzir essas incertezas. Dados obtidos pela análise em laboratório de testemunhos são utilizados para calibrar os parâmetros e equações utilizadas na estimativa de parâmetros como a porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos e net-pay. Assim como, servem para verificar a qualidade dos modelos escolhidos com dados reais de rocha.

O presente trabalho visa estimar o volume de óleo *in place* para o campo de Namorado na bacia de Campos a partir da interpretação e correlação rocha-perfil, ou seja, correlação de dados laboratoriais obtidos em amostras de sondagem de testemunho e dados *in situ* de campo, perfis geofísicos de poço, para o poço 7-NA-12-RJS. No processo, os dados de rocha foram utilizados para escolher os melhores modelos disponíveis para o cálculo da porosidade, permeabilidade e densidade de grãos.

Descoberto em 1975, o campo de Namorado é utilizado como um campo escola, em que um grande volume de dados é disponibilizado pela ANP. O campo se encontra em lâmina d'água que varia entre 120 e 270 metros, a 80 km da costa do Rio de Janeiro (ANP, 2016). O reservatório de Namorado é composto por depósitos turbidíticos de arenitos arcoseanos. O poço 7-NA-12-RJS é especialmente rico em informações com grande volume de dados laboratoriais disponíveis a partir da análise de testemunhos.

Perfis geofísicos

A figura 1 apresenta os perfis disponíveis para o poço 7-NA-12-RJS. A primeira faixa contém os dados de profundidade medido em metros. A seção em estudo encontra-se entre 2995 metros e 3147 metros. A segunda e terceira faixas trazem dados do perfil caliper. Esse perfil mede as variações no diâmetro do poço ao longo da profundidade. A segunda faixa mostra uma visão esquemática de uma seção longitudinal do poço. Já a terceira faixa mostra o diâmetro do poço em uma escala mais dilatada entre 8 e 10 polegadas. A seção de estudo está na fase de 8 ½ polegadas, linha utilizada como referência, e as áreas pintadas em vermelho representam profundidades em que ocorreu arrombamento e as áreas em azul representam profundidades em que ocorreu formação de reboco na parede do poço.

A faixa 4 traz os dados do perfil de raios gama, utilizado principalmente para identificação de formações argilosas. Os dados do perfil são apresentados em escala linear variando entre zero e 200 unidades API.

A faixa 5 contém as leituras do perfil de resistividade por indução profunda. As medidas são apresentadas em escala logarítmica, variando entre 0,2 e 2000 ohm.m. O objetivo do perfil resistividade por indução é medir a resistência da zona não perturbada pela perfuração (R_t) em zonas distantes do poço, sendo utilizado na estimativa da saturação de água conata e diferenciação entre zonas contendo água e hidrocarbonetos.

As medidas registradas pelo perfil sônico estão na faixa 6. O tempo de trânsito está representado em escala linear em microssegundos por pé, com valores crescentes da direita para a esquerda. Essa medida pode ser relacionada a diversas propriedades mecânicas da rocha e a porosidade.

Na faixa 7 podemos visualizar o perfil de nêutron sobreposto as medidas do perfil densidade. As escalas escolhidas são as utilizadas para rochas calcárias. A porosidade pelo perfil de nêutron é representada de -15 a 45% e o perfil densidade é sobreposto com escala correspondente entre 1,95 g/cm³ e 2,95 g/cm³. Com essas escalas, as curvas devem coincidir em rochas calcárias, o nêutron estar à esquerda em dolomitas e folhelhos, e à direita em arenitos (BATEMAN, 2012). Podemos observar, a presença de três seções principais com possíveis rochas reservatório – arenitos – nas profundidades entre 3.010-3.030, 3.075-3.095 e 3.125-3.140 metros.

A faixa 8 ainda contém uma medida de controle de qualidade para o perfil densidade. Esse controle é realizado através do cálculo do $\Delta\rho$. Caso esse valor fique fora do intervalo entre -0,05 e +0,05 g/cm³, a ferramenta necessita de calibração, pode ter havido falta de contato entre a haste da ferramenta e a parede do poço, ou o detector próximo à fonte falhou, não sendo confiáveis os cálculos do fator de correção (ELLIS, 2008). No intervalo em estudo, podemos perceber valores mais altos de $\Delta\rho$ (DRHO) em áreas em que ocorreu arrombamento do poço.

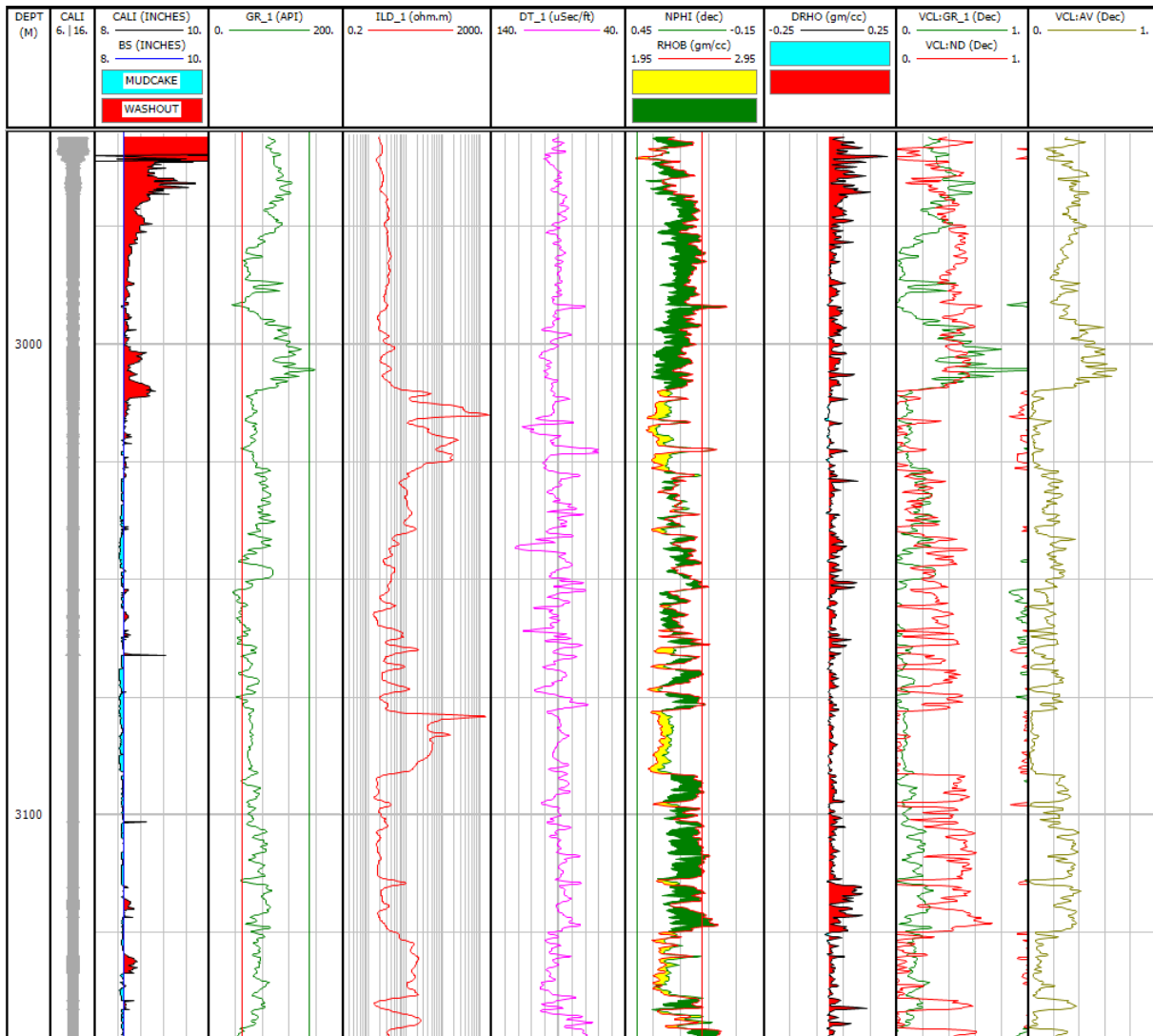


Figura 1 – Suíte básica dos perfis disponíveis para o poço 7-NA-12-RJS e, nas duas últimas faixas, curvas calculadas de argilosidade.

Cálculo de argilosidade

Existem diversos modelos para o cálculo da argilosidade através dos perfis geofísicos sendo que alguns utilizam apenas uma curva (por exemplo raios gama, nêutrons e resistividade) e outros utilizam duas curvas (por exemplo, nêutron-densidade, sônico-densidade, nêutron-sônico). Para esse estudo, foram aplicados um modelo de uma curva, o modelo de Larionov para rochas antigas, e um modelo de duas curvas, o nêutron-densidade e ao final foi utilizada a média entre os dois resultados.

Para o modelo de Larionov, primeiro foi calculado o índice de raios gama. Para esse cálculo, precisam ser definidos duas linhas de base as quais são a resposta do perfil de raios gama frente a uma formação limpa (*clean*), GR_{cln} , sem argilosidade, e frente a uma região argilosa (*clay*), GR_{cly} . Esses valores estão representados na figura 1 pelas linhas de base vermelha (50 API) e verde (150 API), respectivamente, na faixa 4. A figura 2a mostra a distribuição dos valores medidos para o perfil de raios gama e as linhas de base. O índice de raios gama é calculado para cada profundidade substituindo o valor medido do perfil de raios gama para aquela profundidade (GR) na equação 1. O índice de raios gama é então aplicado ao modelo de Larionov, equação 2 (NERY, 2013).

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{cln}}{GR_{cly} - GR_{cln}}, \quad (1)$$

$$V_{cl,GR,La} = 0,333 (2^{2 I_{GR}} - 1), \quad (2)$$

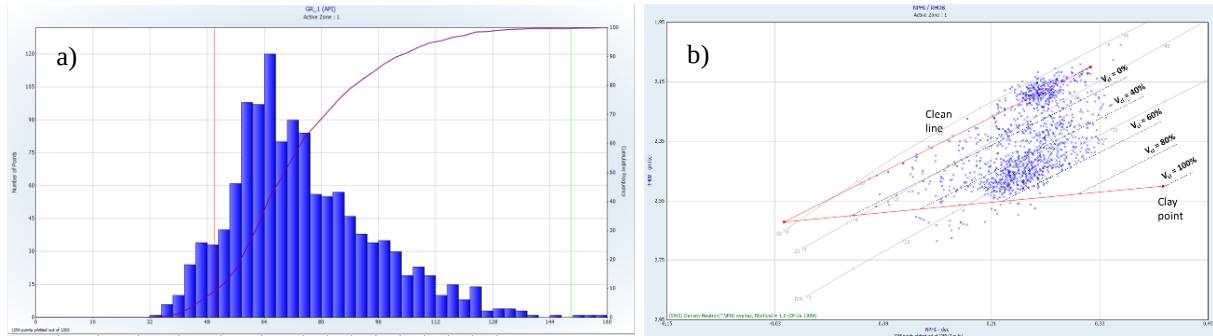


Figura 2 – a) Histograma com as leituras do perfil de raios gama e as linhas de base, b) gráfico nêutron-densidade com as linhas de referência para porosidade (dependente da litologia) e para o volume de argilosidade.

O segundo modelo utilizado emprega um gráfico das leituras do perfil nêutron contra as leituras do perfil densidade. Para este modelo, três pontos precisam ser definidos. Dois deles definem uma reta em que se encontram as leituras para formações limpas e com poros preenchidos por água, e o terceiro ponto é o ponto de argila, com o par de medidas esperada para uma rocha argilosa. Como primeiro ponto para areia limpa foi utilizada a densidade média da matriz ($D_{cln1} = 2,62 \text{ g/cm}^3$) obtida em laboratório para amostras de testemunho disponíveis contra a leitura de nêutrons para porosidade nula em areias ($N_{cln1} = -0,02 \%$). O segundo ponto representa o fluido que satura a rocha, nesse caso é assumido que o fluido é o filtrado do fluido de perfuração que nesse caso é a base de água ($N_{cln2} = 1$, $D_{cln2} = 1 \text{ g/cm}^3$). Qualquer ponto que respeite essa relação 1:1 pode ser utilizado para traçar a reta de areia limpa. O terceiro ponto é determinado a partir de uma profundidade, em que o perfil de raios gama indique uma rocha argilosa. Nesse caso foi utilizado um valor de 0,4 para o perfil nêutron (N_{cly}) e $2,5 \text{ g/cm}^3$ para o perfil de densidade (D_{cly}). O modelo graficamente representado na figura 2b, também pode ser apresentado através da equação 3.

$$V_{cl,ND} = \frac{(D_{cln2} - D_{cln1})(N - N_{cln1}) - (D - D_{cln1})(N_{cln2} - N_{cln1})}{(D_{cln2} - D_{cln1})(N_{cly} - N_{cln1}) - (D_{cly} - D_{cln1})(N_{cln2} - N_{cln1})}, \quad (3)$$

em que D e N são as leituras para o perfil densidade e nêutron para a profundidade em estudo.

As curvas calculadas pela equação de Larionov e através do método nêutron-densidade estão apresentadas na faixa 9 da figura 1. Como os dois métodos deram resultados divergentes, utilizou-se a média entre os dois ($V_{cl,AV}$), representada na faixa 10 da figura 1.

Dados laboratoriais de testemunhos

A correlação rocha-perfil deve ser sempre precedida de uma correta associação das profundidades medidas durante as operações de testemunhagem e perfilagem. A profundidade para dados de rocha é medida pelo método do sondador, em que são conhecidas o comprimento e número de tubos de perfuração utilizados na operação, enquanto para a perfilagem a profundidade é medida pelo comprimento de cabo utilizado na operação (BATEMAN, 2012). As diferentes elasticidades dos materiais e outras diferenças operacionais faz com que as duas medidas apresentem diferenças da ordem de dezenas de metros.

Em laboratório, seguindo o mesmo princípio do perfil de raios gama, um contador de raios gama é corrido ao longo dos testemunhos para medição da radiação natural emitida por elementos radioativos

presentes na rocha. A curva obtida com a aquisição do equipamento *coregamma*, em vermelho na figura 3, é posicionada com a curva do perfil de raios gama, em preto na mesma figura. Devem ser buscados trechos que permitam identificar respostas similares das rochas para as duas leituras e registrada a correção necessária para que as duas profundidades sejam equiparadas. Dessa forma, foi determinado o deslocamento necessário da profundidade dos testemunhos para que essas fossem comparáveis a profundidade medida para os perfis (API RP 40, 1998). Na figura 3, ainda foram registradas as profundidades originais medidas pelo sondador, pelo perfil e os intervalos em que foram extraídos testemunhos.

A comparação das leituras do *coregamma* contra o perfil de raios gama mostrou que a profundidade medida durante a testemunhagem do poço era em média 12 metros mais rasa que a medida realizada durante a sondagem. Porém, essa diferença variou conforme o testemunho.

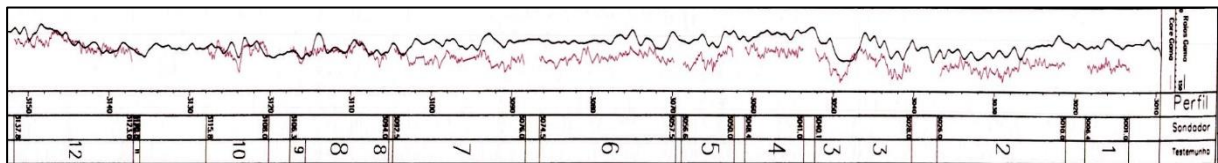


Figura 3 – Sobreposição do perfil de raios gama e análise do *coregamma*, com identificação de profundidades e zonas de aquisição de testemunhos. Fonte: imagem do software AnaSeTe (análise sequencial de testemunhos) da Petrobras.

Dos testemunhos foram extraídas amostras cilíndricas com 1,5 polegadas de diâmetro e 1 a 2 polegadas de comprimento, chamados plugues petrofísicos. Essas amostras podem ser extraídas tanto na posição vertical quanto horizontal, em relação a orientação do poço em que foi coletado o testemunho. (BATEMAN, 2012). Depois de devidamente limpas (limpeza com solventes para extração de hidrocarbonetos e sais da formação, API RP 40, 1998) e secas, testes em laboratório com expansão de gás medem as propriedades petrofísicas básicas como densidade da matriz sólida, porosidade e permeabilidade das amostras. Porém, devido ao custo das operações de testemunho, essas amostras estão disponíveis para seções limitadas de um poço e para apenas alguns poços. Portanto, as medidas são utilizadas para ajustar os parâmetros utilizados nos modelos que calculam essas propriedades a partir de dados de perfil, dados que estão disponíveis em maior abundância.

A figura 5 contém histogramas com a distribuição da densidade, porosidade e permeabilidade medidas para plugues extraídos na direção horizontal (figuras 5a, 5d e 5g) e vertical (Figura 5b, 5e e 5h), e gráficos comparando as duas medidas (Figura 5c, 5f e 5i). Sendo a porosidade e densidade de grãos grandezas escalares, não houve uma grande variação nas medidas realizadas em direções distintas. Isso é demonstrado pela distribuição dos pontos no gráfico em torno de uma reta de inclinação igual a um. O valor médio observado foi de 22,5 % para a porosidade e de 2,62 g/cm³ para densidade de grão.

Para a permeabilidade observamos uma maior dispersão dos dados, com variações importantes quando comparamos as medidas realizadas na vertical e horizontal. Demonstrando a anisotropia do reservatório e a natureza tensorial da permeabilidade. Na direção horizontal, foi observada uma permeabilidade média de 131 mD, enquanto na direção vertical, foi observada uma permeabilidade média de 46 mD.

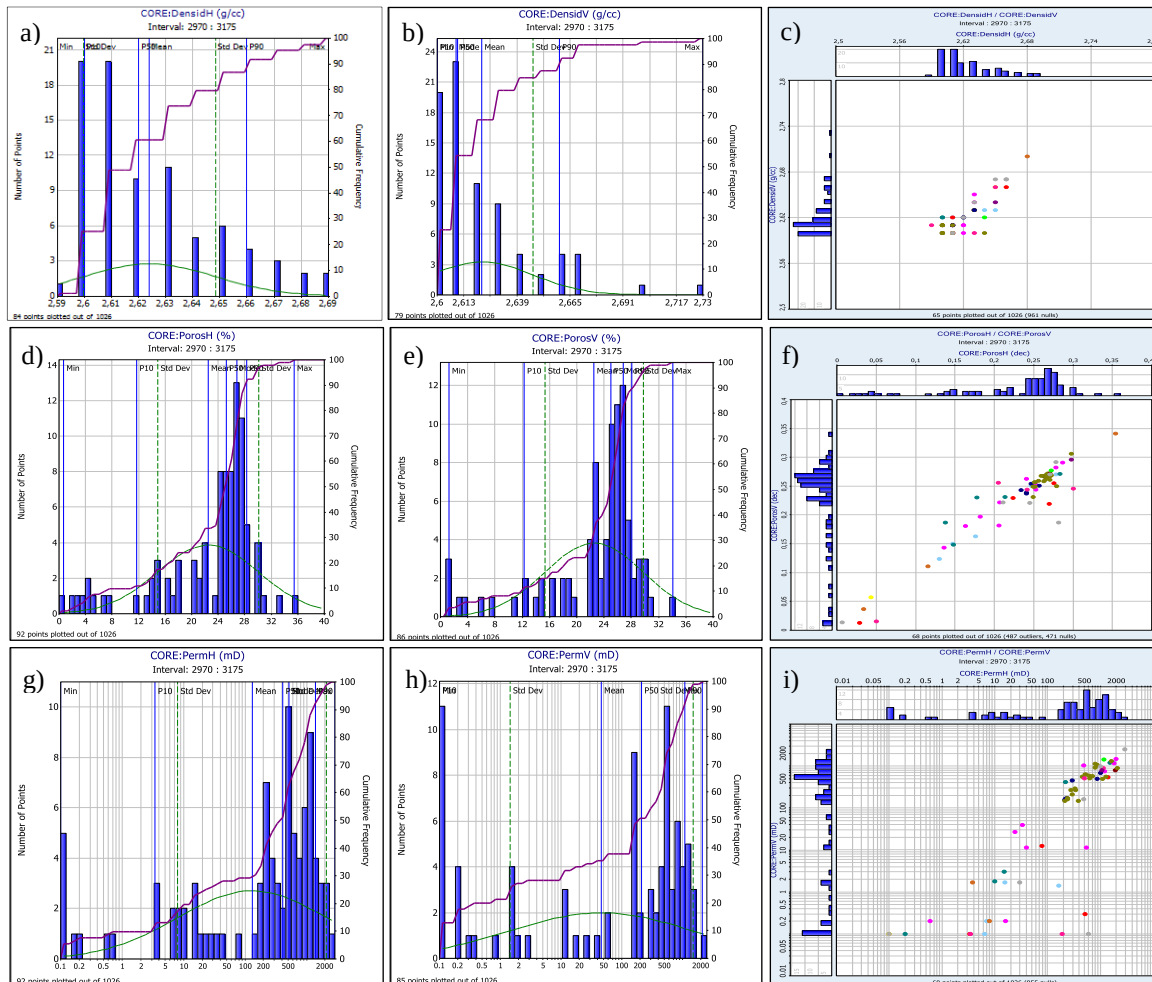


Figura 4 – Histogramas com os dados de laboratório dos plugues horizontais, verticais e gráficos comparando os resultados entre as duas direções de medida; colunas da esquerda, meio e direita, respectivamente.

Densidade de grão, porosidade e permeabilidade podem ser estimadas de forma contínua a partir dos dados de perfil de poço como iremos ver nas próximas seções.

Cálculo da porosidade

A porosidade foi estimada a partir dos perfis sônico, nêutron e densidade. Para o perfil sônico, são utilizados como dados de entrada o tempo de trânsito na profundidade estudada (DT), tempo de trânsito na matriz da rocha (DT_{ma}) e o tempo de trânsito para o fluido saturante (DT_{fl}). Por se tratar de arenitos, utilizou-se DT_{ma} de 55,5 $\mu s/ft$ (valor tabelado para o quartzo). Assumindo que os poros estão invadidos por filtrado de lama base água, empregou-se um DT_{fl} tabelado para água de 189 $\mu s/ft$. Esses valores foram então aplicados a equação do tempo médio de Wyllie (equação 4).

$$\phi_s = \frac{(DT - DT_{ma})}{(DT_{fl} - DT_{ma})} \quad (4)$$

Para o perfil nêutron, a ferramenta de perfilagem foi corrida com a calibração padrão para leitura em rochas calcárias. Algoritmos específicos para a ferramenta foram utilizados para converter as leituras do perfil de nêutrons em valores de porosidade para rochas arenosas (ϕ_N).

Para o perfil densidade, são utilizados como dados de entrada a densidade de matriz (ρ_{ma}), densidade do fluido saturante (ρ_{fl}) e a densidade total (*bulk*) medida pela ferramenta (ρ_b). Esses valores são então

aplicados a equação 5. A densidade da matriz utilizada é a medida em laboratório, enquanto o fluido saturante é assumido ser filtrado de lama a base água.

$$\phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_{fl})} \quad (5)$$

As três diferentes estimativas foram comparadas a porosidade medida em laboratório, e todas as três estimativas apresentaram baixo grau de correlação com os dados de laboratório. A porosidade sônica apresentou R^2 igual a 0,085, a porosidade a partir do perfil de nêutron apresentou R^2 igual a 0,354 e a porosidade a partir da densidade apresentou R^2 igual a 0,264. Utilizando regressão linear múltipla com os três parâmetros levou a um melhor ajuste, com R^2 igual a 0,368. A equação 6 é o resultado dessa regressão.

$$\phi_{SND} = a + b\phi_S + c\phi_N + d\phi_D, \quad (6)$$

em que os coeficientes de regressão a , b , c e d assumem os valores de 0,261, -0,005, 1,391, 0,114, respectivamente.

As curvas de porosidade geradas pelos quatro métodos, e as porosidades horizontais medidas em laboratório estão representas nas faixas de dois a cinco na figura 6.

A porosidade calculada por regressão linear apresentou o melhor ajuste. Esses valores foram utilizados como dados de entrada na equação da porosidade a partir dos dados do perfil densidade para estimar a densidade da matriz da rocha (equação 7). Os resultados desse cálculo geraram uma curva de densidades da matriz da rocha que foram comparados aos dados de rocha na faixa 6 da figura 6.

$$\rho_{ma} = \frac{\rho_b - (\rho_{fl}\phi_{SND})}{1 - \phi_{SND}} \quad (7)$$

Cálculo de saturação

A equação de Archie (equação 8) relaciona a saturação dos fluidos, com a porosidade e a resistividade da rocha saturada e fluido saturante. Essa equação foi utilizada na estimativa da resistividade da água de formação.

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} = F_f \frac{R_w}{R_t} = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \quad (8)$$

Para o índice de tortuosidade (a) e o fator de formação (m) foram utilizados os valores 1 e 2. A resistividade da água (R_w) foi calculada para uma zona 100 % saturada por água, utilizando um *cross-plot* entre as curvas de resistividade e porosidade, também chamado Pickett plot (ELLIS, 2008).

Porém, a equação de Archie foi desenvolvida para areias sem argilosidade. Na superfície dos cristais de minerais argilosos, ocorrem reações de substituição por átomos de menor nível de valência, produzindo cargas superficiais negativas. O balanceamento dessas cargas ocorre por trocas iônicas que resultam em uma menor resistividade da rocha saturada e torna o fator de formação – razão entre a resistividade da rocha saturada e a resistividade da água da formação – uma função da resistividade da água da formação. Esses fatores não estão previstos no modelo de Archie (ELLIS, 2008).

Neste trabalho optou-se pela utilização da equação de Simandoux modificada (equação 9) (BARDON e PIED, 1969). Como dados de entrada foram utilizadas a porosidade combinada (ϕ_{SND}), o volume de argila médio ($V_{cly,AV}$), a resistividade da formação (R_t) a partir do perfil de indução profunda (ILD) e a resistividade para uma rocha argilosa (R_{cly}) medida para uma zona do poço rica em argilas. Os resultados foram plotados na faixa 10 da figura 6.

$$S_w = \frac{a R_w}{2 \phi_{SND}^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{cl,AV}}{R_{cly}} \right)^2 + \frac{4 \phi_{SND}^m}{a R_w R_t} - \frac{V_{cl,AV}}{R_{cly}}} \right] \quad (9)$$

Cálculo da permeabilidade

Para a permeabilidade, utilizou-se o modelo de Timur (Equação 10). Outros métodos propostos também tentaram relacionar a permeabilidade a outras propriedades do reservatório. A área superficial de cascalhos foi relacionada a porosidade e permeabilidade através da equação de Kozeny (Carman, 1956), assim como as pressões capilares estimadas através da identificação do comprimento da zona de transição água e óleo no reservatório pelo perfil resistividade (Tixier, 1949). A equação de Timur propõe a relação da permeabilidade com a saturação irreduzível de água e porosidade (Timur, 1968). Os parâmetros utilizados foram a curva de saturação de água e a porosidade combinada. Os parâmetros a, b e c foram calculados por regressão linear, 1000, 6 e 2, respectivamente, buscando o melhor ajuste do modelo aos dados de rocha obtidos em laboratório para a permeabilidade horizontal.

$$k = a \frac{\phi_{SND}^b}{S_{wi}^c}, \quad (10)$$

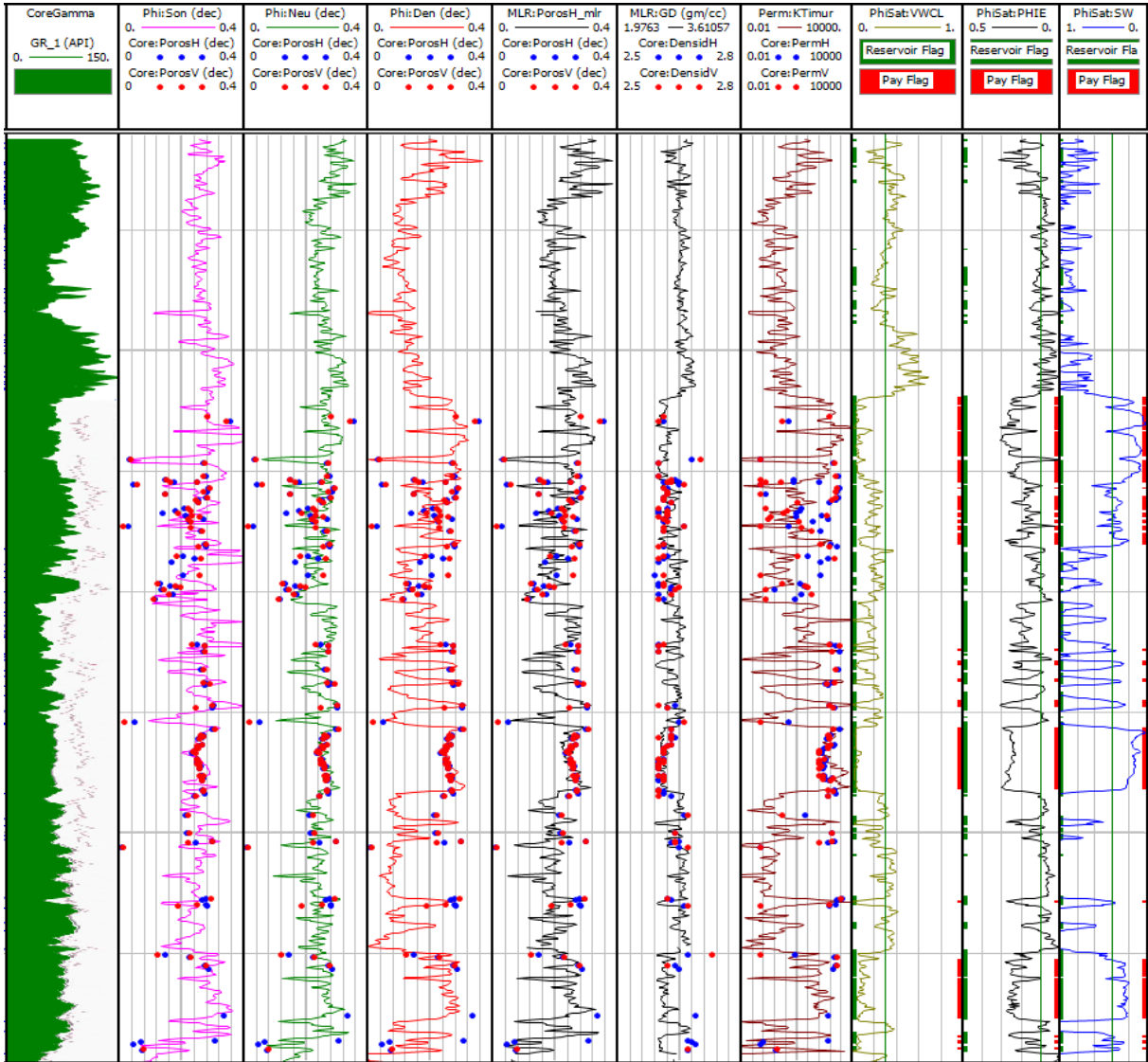


Figura 5 – Estimativa da porosidade a partir dos perfis sônico, nêutron e densidade, e também a partir de regressões lineares múltiplas utilizando os três perfis, e estimativa da permeabilidade a partir da equação de Timur (curvas). Medidas em laboratório para porosidade e permeabilidade (pontos).

Cálculo de reserva

Finalmente, o método volumétrico foi aplicado para a estimativa do volume de óleo original *in place* (V_{OOIP}) (ROSA, 2006).

$$V_{OOIP} = A h_p \phi_p (1 - S_{w,p}), \quad (11)$$

Segundo MENEZES (1990), a área superficial (A) do campo de Namorado é de 23 km² (). Os valores de corte para cálculo do net pay (h_p) foram definidos como 30 % para a argilosidade, 10 % para a porosidade e 40 % para saturação de água. Esses valores podem ser observados nas linhas de referência traçadas nas faixas oito, nove e dez da figura 6. Com a aplicação desses valores, um net pay de 56,08 metros foi calculado. Essas regiões de interesse do reservatório estão marcadas em vermelho a direita das faixas oito, nove e dez da figura 6.

Para essas zonas do poço foram calculadas porosidade média para o método combinado (ϕ_p) de 23,4% e saturação de água média ($S_{w,p}$) de 21,4%. Aplicando esses valores a equação 11, o volume de óleo original *in place* a partir do método volumétrico calculado foi de 1,5 bilhões de barris de óleo.

Os valores médios obtidos para a porosidade e net pay são muito próximos aos comumente descritos para porosidade média e espessura média de reservatório para o campo de Namorado – 60 metros (MENEZES, 1990) e 26 % (SOUZA JR., 1997), respectivamente. A estimativa para o volume de óleo original *in place* também foi satisfatória, encontrando-se na mesma ordem de grandeza dos valores reportados pela ANP – 1,2 bilhões de barris de óleo. (ANP, 2016)

Conclusões

A baixa adesão dos parâmetros estimados através dos dados de perfis e modelos teóricos aos dados de laboratório demonstram a dificuldade na estimação dessas propriedades da rocha e a importância de fazer a correlação com dados de laboratório para obter os melhores ajustes possíveis.

A argilosidade não pode ser medida em laboratório. A medida é apenas qualitativa através da descrição dos testemunhos. Com isso, essa medida carrega grande incerteza, já que é um parâmetro utilizado no cálculo da saturação de fluidos e de porosidade efetiva.

A saturação de água também não foi calibrada com dados de laboratório trazendo mais incertezas ao modelo. Medições da pressão capilar ou elaboração das curvas de permeabilidade relativa poderiam ser utilizadas em trabalhos futuros.

Boas porosidades e saturação de hidrocarbonetos garantem apenas a existência de volumes de hidrocarbonetos em reservatório. Porém, a permeabilidade é um dos principais parâmetros para determinar se um campo é capaz de produzir a vazões que o tornem econômico. A inclusão de valores de corte para a permeabilidade na definição do net-pay, poderia ser uma boa medida para trabalhos futuros. Existe grande dificuldade em estimar essa propriedade com os modelos atuais. Pois esses, utilizam apenas parâmetros estáticos sem levar em consideração a natureza dinâmica e tensorial da permeabilidade.

Referências Bibliográficas

1974, *Recommended practices for standard calibration and format for nuclear logs*. 3 ed. Washington, American Petroleum Institute

1998, *Recommended practices for core analysis*. 2 ed. Washington, American Petroleum Institute

BARDON, C., PIED, B. et al., 1969, "Formation water saturation in shaly sands". In: *SPWLA 10th Annual Logging Symposium*, 25-28 de Maio, Houston

BATEMAN, R.M., 2012, *Openhole Log Analysis and Formation Evaluation*. 2 ed. Richardson, Society of Petroleum Engineers

CARMAN, P. C., 1956, *Flow of Gases through Porous Media*. New York, Academic Press

ELLIS, D.V., SINGER, J.M., 2008, *Well Logging for Earth Scientists*. 2 ed. Dordrecht, Springer

MENESES S.X., ADAMS T., 1990. "Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos". In: *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro

PURIFICAÇÃO, C.A.C., NERY, G.G., 2017, "Petrophysical characterization and permeability estimation using well log and core data from Namorado oil field, Campos basin, Brazil". In: *15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, 31 de Julho – 3 de Agosto, Rio de Janeiro

ROSA, A. J., CARVALHO, R. de S., XAVIER, J. A. D., 2006, *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência

SACCO, T., SUSLICK, S.B., VIDAL, A.C., 2007, "Modelagem geológica 3D do campo de Namorado utilizando dados de perfilagem de poços verticais". In: *4º PDPETRO*, 21-24 de Outubro, Campinas

SOUZA JR., O. G., *Stratigraphie Séquentielle et Modelisation Probabiliste des réservoirs d'un Cône Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des Données Géologiques et Géophysiques*. Tese de Doutorado, Université Paris 6, Paris, França, 1997

Sumário Executivo do Campo de Namorado, 2016. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81693>. Acesso em: 28 Ago. 2017, 12:00.

TIMUR, A., 1968, "An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships". In: *SPWLA Ninth Annual Logging Symposium*, 23-26 de Junho, New Orleans

TIXIER, M. P., 1949, "Evaluation of Permeability from ElectricLog Resistivity Gradients". In: *The Oil and Gas Journal*, June 16, vol. 48, p. 113