



Interpretação de perfis de poços do pré-sal e do pós-sal da costa leste brasileira

Nívia Morgana de Oliveira¹, José Agnelo Soares¹, ¹Universidade Federal de Campina Grande.

Copyright 2018, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salinópolis, 18 a 20 de setembro de 2018. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VIII 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

Este trabalho apresenta os resultados da interpretação dos perfis geofísicos de dois poços, um da região do pré-sal da Bacia de Santos, aqui denominado poço A, e outro do pós-sal da Bacia de Campos, aqui chamado de poço B. Aqui são mostradas as estratégias correntes adotadas para a interpretação da saturação fluida, porosidade efetiva e espessura de *net pay*, as quais se constituem em variáveis essenciais para a estimativa de reservas de hidrocarbonetos *in place*. Para o poço do pós-sal é utilizada uma suíte básica de perfis, onde aplica-se uma estratégia convencional de interpretação. Já para o poço do pré-sal são utilizados perfis mais sofisticados, como o perfil de ressonância nuclear magnética, e adotados parâmetros de corte (*cut-offs*) também exclusivos para a complexa geologia do pré-sal. Os modelos interpretativos finais para ambos os casos se mostraram coerentes, com o modelo para o poço A exibindo a enorme reserva de hidrocarbonetos que existe na região do pré-sal brasileiro.

Introdução

Um perfil de poço é o registro de uma dada propriedade petrofísica ao longo de um intervalo do poço. A perfilagem de poços é uma atividade mais econômica e rápida do que a testemunhagem e, em rochas inconsolidadas, testemunhos podem ser inviáveis, tornando a perfilagem a única maneira possível de obter propriedades petrofísicas (Hearst et al., 2005). Os perfis não fornecem diretamente propriedades relevantes para a avaliação econômica das formações geológicas, tais como porosidade, permeabilidade, saturação fluida, teor de argila, dentre outras. Tais propriedades são interpretadas a partir dos perfis, os quais medem propriedades elétricas, acústicas, radioativas, dentre outras (Nery, 2013).

Os perfis geofísicos de poços se constituem na fonte mais completa de informações petrofísicas a respeito dos reservatórios de hidrocarbonetos. A interpretação desses perfis pode conduzir à avaliações diversas, mas a principal aplicação diz respeito à avaliação de reservas. Para este fim é necessário reconhecer os potenciais reservatórios, estimar as suas porosidades efetivas, calcular as saturações fluidas e avaliar o *net pay*, o qual se constitui na espessura do reservatório efetivamente saturada por hidrocarbonetos.

A Bacia de Campos é a principal área sedimentar petrolífera da plataforma continental brasileira. A maioria dos seus campos produzem hidrocarbonetos na seção

pós-sal. Sobre um substrato basáltico foram depositados sedimentos clásticos, grosseiros a finos, e coquinas, tipicamente alúvio-lacustres, representativos da fase rifte. Os seus principais reservatórios são constituídos por depósitos siliciclásticos turbidíticos (Schlumberger, 1985).

Um extenso depósito evaporítico desenvolveu-se na margem leste brasileira desde a Bacia de Santos até a Bacia de Sergipe-Alagoas. O pacote evaporítico na Bacia de Santos possui espessura da ordem de até 2.500 metros. Sotopostas aos evaporitos encontram-se formações carbonáticas de idade Aptiano/Neocomiano compostas por calcários, margas e dolomitos (Mohriak et al., 2008; Riccomini et al., 2012).

Neste artigo são apresentados dois casos de interpretação de perfis geofísicos de poços, um para um poço do pré-sal da Bacia de Santos, e outro do pós-sal da Bacia de Campos. O reservatório do pré-sal é constituído por rochas carbonáticas e o poço possui um conjunto mais amplo de perfis, o que permite a aplicação de técnicas de interpretação mais sofisticadas. O reservatório do pós-sal é siliciclástico (turbidítico) e possui uma suíte mais restrita de curvas de perfilagem, embora suficiente para uma interpretação adequada, pois os reservatórios siliciclásticos em geral apresentam natureza mais simples do que os carbonáticos (Tiab & Donaldson, 2004).

Metodologia

O perfil Caliper (curva HDAR) mede o diâmetro interno do poço e assim possibilita a detecção de áreas de arrombamento ou de formação de reboco (Rider & Kennedy, 2011). Considerando que o acúmulo de reboco na parede do poço ocorre em formações porosas, e que os desabamentos são característicos de formações mal consolidadas, o perfil Caliper pode ser utilizado como um indicador litológico (Ofwona, 2010).

O perfil de raios gama (curva GR) mede a radioatividade emitida naturalmente pelas rochas. Essa radioatividade em geral é diretamente proporcional ao nível de argilosidade da formação (Elis & Singer, 2008).

O perfil de densidade (curva RHOB ou RHOZ) infere a densidade da rocha pelo registro da atenuação da radiação gama artificialmente inserida nas formações geológicas. A estimativa de porosidade com base no perfil de densidade é uma das mais precisas (Serra, 1984). A porosidade total (ϕ_D) pode ser calculada a partir desse perfil para densidades conhecidas da matriz (ρ_{ma}) e do fluido saturante (ρ_f). A curva PEFZ mede o fator fotelétrico, que é uma propriedade que depende do número atômico efetivo das formações e é um indicador litológico (Hearst et al., 2005).

O perfil de nêutrons (curva NPOR ou NPHI) mede o índice de hidrogênio das formações rochosas, a partir do

bombardeamento com nêutrons, e transforma esse índice em porosidade (Rider, 2002).

A saturação fluida controla a resistividade elétricas das formações geológicas, portanto, pode-se usar a medição da resistividade elétrica para estimar a saturação fluida das rochas (Bassiouni, 1994). A resistividade pode ser medida através de ferramentas de injeção direta ou de indução de corrente elétrica nas formações. Neste trabalho são utilizadas curvas de resistividade registradas por ferramentas de indução. A curva ILD mede a resistividade da zona virgem, supostamente não afetada pela invasão de filtrado que ocorre diante de formações permeáveis. Já as curvas AT10, AT30 e AT90 apresentam a resistividade das formações com profundidades de investigação da ordem de 10, 30 e 90 polegadas, respectivamente.

O perfil de ressonância nuclear magnética (NMR) é sensível à distribuição de tamanhos de poros e à mobilidade dos fluidos saturantes, podendo fornecer estimativas para a permeabilidade da formação (Hearst *et al.*, 2005). A principal fonte de informação do perfil NMR é a curva T2_DIST, que apresenta a distribuição dos tempos de relaxação dos átomos de hidrogênio contidos nos poros da formação geológica (Allen *et al.*, 1997). A curva T2LM apresenta a média logarítmica da distribuição de T2, a curva TCMR indica a porosidade total medida pelo perfil NMR, a curva CMFF representa a porosidade saturada com fluido livre (fluido passível de produção), e a curva CMRP_3MS representa a porosidade do perfil NMR para valores de T2 maiores que 3 milissegundos. As curvas KSDR e KTIM apresentam os valores estimados de permeabilidade pela aplicação de dois modelos alternativos para tal estimativa a partir das curvas do perfil NMR (Elis & Singer, 2008).

Os perfis caliper, raios gama, nêutrons, densidade, resistividade e NMR foram utilizados para realizar os cálculos de porosidades, volume de argila e de resistividade da água, além das análises feitas diretamente através das curvas destes perfis.

Cálculo do Volume Argiloso, Vsh_{GR}

Este cálculo foi realizado a partir do perfil de raios gama, por ser o mais indicado para estudo da presença de argilidade, aplicando a equação 1. É importante conhecer o volume de argila para calcular a porosidade efetiva e estimar as espessuras das camadas que efetivamente podem contribuir para a produção de hidrocarbonetos.

$$Vsh_{GR} = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \quad (1)$$

Onde GR corresponde às medidas de radioatividade mostradas no perfil, e GRmax e GRmin são os valores máximo e mínimo registrados no perfil, respectivamente.

Cálculos das porosidades total e efetiva

As porosidades total e efetiva são estimadas utilizando as equações 2, 3 e 4.

$$\Phi_{total} = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2)$$

$$\Phi_{Sh} = Vsh * \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (3)$$

$$\Phi_{ef} = \Phi_{total} - \Phi_{Sh} \quad (4)$$

Sendo Φ_{total} a porosidade total da rocha, ρ_{ma} a densidade da matriz, ρ_B a densidade total da formação, sendo esta a leitura do perfil, ρ_{fl} a densidade média dos fluidos que saturam a rocha, Φ_{Sh} a porosidade referente aos folhelhos, Vsh o volume de argila e Φ_{ef} a porosidade efetiva da formação.

Os cálculos foram realizados a partir do perfil de densidade, sendo selecionadas as curvas RHOZ e Vsh_GR como dados de entrada. Para isso é necessário identificar a densidade referente ao maior volume de argila da formação. Curvas de porosidade total e efetiva foram geradas e adicionadas à área de interpretação para auxiliar na identificação de reservatórios.

Cálculo de Resistividade da água, R_w

A resistividade da água (R_w), neste trabalho, foi obtida através da equação de Archie (5), uma vez que são conhecidos os valores de resistividade da formação (R_t), através do perfil de resistividade, a porosidade efetiva (Φ_{ef}), já calculada, e a saturação de água (S_w). Considerou-se os coeficientes $a = 1$ e $m = n = 2$. Onde o coeficiente a está relacionado à tortuosidade do sistema poroso, m é o fator de cimentação e n é o fator de saturação. Para o valor de saturação de água, assumiu-se $S_w = 100\%$, selecionando uma formação que só contém água. Após o cálculo de R_w , foi possível calcular a saturação de água em todo o reservatório.

$$R_w = \frac{S_w^n \Phi_{ef}^m R_t}{a} \quad (5)$$

Onde R_w é a resistividade da água da formação, S_w é a saturação de água, Φ_{ef} é a porosidade efetiva, R_t é a resistividade da formação, m , n e a são os fatores de cimentação, saturação e tortuosidade, respectivamente.

Cálculo de Saturação de água, S_w

Para o cálculo de saturação de água da formação com hidrocarbonetos, utilizou-se a equação de Archie e, para o poço do pré-sal, as curvas CMRP_3MS e CMFF referentes ao perfil NMR. Foi possível utilizar a equação de Archie para o cálculo de S_w em zona de água e a equação 6 em zona de hidrocarboneto (Bastos, 2017 – comunicação pessoal). Em seguida, juntou-se esses valores, sendo possível a obtenção da saturação de água do reservatório. Enquanto que para o poço do pós-sal, por não possuir o perfil de NMR, calculou-se a saturação de água utilizando apenas a equação de Archie.

$$S_w = \frac{\Phi_{ef} - \Phi_{FF}}{\Phi_{ef}} \quad (6)$$

Onde Φ_{ef} é a porosidade efetiva correspondente à curva CMRP_3MS sendo que esta porosidade inclui a água que fica presa por capilaridade, a qual o óleo não teve pressão suficiente para expulsar, e Φ_{FF} é a porosidade que corresponde à curva CMFF, da zona de fluidos livres.

Resultados e discussões

Os perfis analisados são dos poços com denominações fictícias A, referente ao pré-sal da Bacia de Santos, e o poço B do pós-sal da Bacia de Campos.

Para o intervalo de profundidades entre X070m e X160m do poço A, a Figura 1 apresenta os perfis geofísicos registrados e as curvas resultantes da interpretação, que são Vsh, porosidades total e efetiva, a saturação de água, KSDR, KTIM, *Res Net*, *Net Pay*, além de, no *track* 10, o resultado da interpretação litológica baseada nos perfis.

No primeiro *track* têm-se os perfis de caliper (HDAR) e raios gama (GR_FDTC), notando-se uma boa regularidade do perfil de caliper, o que garante que não ocorre nenhum arrombamento do poço no intervalo de profundidades analisado, e o perfil de raios gama apresenta valores baixos, indicando potencial reservatório em todo o intervalo analisado. No segundo *track* é mostrado o volume de argila (VSH_GR) com um *cut-off* de 30% utilizado em poços do pré-sal. Dessa forma, nota-se que quase todo o volume de argila encontra-se abaixo desse *cut-off*, ou seja, é um intervalo pouco argiloso. No terceiro *track* é possível observar as curvas de resistividade AT10, AT30 e AT90. Essas curvas apresentam valores elevados, sugerindo a presença de hidrocarbonetos. No *track* 4 têm-se as curvas de porosidade de nêutrons (NPOR), densidade (RHOZ) e fator fotoelétrico (PEFZ), indicando uma boa porosidade, uma densidade relativamente baixa (considerando que o reservatório é carbonático) e uma composição mineral relativamente homogênea. No *track* 5 são mostradas as curvas referentes ao perfil de NMR. No *track* 6 são apresentadas as curvas de distribuição de T2 (T2_DIST) e a curva da média logarítmica dessa distribuição (T2LM). Estas curvas indicam principalmente os tamanhos de poros predominantes. As curvas de permeabilidade, *track* 7, exibem altos valores em quase todo o intervalo, associados à predominância de poros grandes. No oitavo *track* estão as curvas correspondentes às porosidades total e efetiva. Trechos com uma maior diferença entre essas curvas estão associados àqueles com maior presença de argila, pois uma matriz argilosa apresenta alta porosidade total, mas baixa porosidade efetiva. Um *cut-off* de 6% para a porosidade efetiva é adotado como um dos critérios para o reconhecimento do *pay-net* no pré-sal. A saturação de água é mostrada no *track* 9, salientando que esta saturação, indicada como *Sw_final*, significa que no intervalo analisado há trechos onde a saturação de água foi calculada pela equação de Archie, considerando $R_w = 0.03 \text{ Ohm.m}$, $m = n = 2$ e $a = 1$, e em outros trechos a saturação de água foi calculada através das curvas de NMR, onde a saturação de água calculada através destas curvas é equivalente a saturação de água irreduzível. Dessa forma *Sw_final* seria a junção dessas saturações em uma única curva. Para isso realizou-se inicialmente o cálculo de saturação utilizando Archie para todo o poço e posteriormente, este cálculo foi realizado utilizando as curvas de NMR para os intervalos considerados reservatórios de hidrocarbonetos, tendo gerado as duas informações. Ao final os valores de Archie foram substituídos pelos de NMR em zonas de hidrocarbonetos. O décimo *track* mostra a litologia do poço. Esta litologia foi

calculada a partir das curvas de porosidade efetiva, Vsh_GR, saturação de água, densidade total, DTCO e PEFZ, gerando as curvas das frações dos minerais anidrita, calcita, quartzo e dolomita. Os dois últimos *tracks* mostram valores de *Res Net* e *Net Pay*, respectivamente. O primeiro indica reservatórios potenciais, ou seja, formações capazes de armazenar fluidos. O segundo (*Net Pay*), indica espessura da coluna de formação correspondente ao reservatório de hidrocarbonetos. Para a determinação do *Net Pay* considerou-se uma saturação de água de no máximo 50%, uma porosidade de no mínimo 6% e Vshale máximo de 30%. Nota-se uma ótima relação do *Res Net* e *Net Pay*.

A Figura 2 mostra as respostas dos perfis do poço B (pós-sal) onde foram observadas duas zonas contendo reservatórios de hidrocarbonetos, uma no intervalo entre X030 m e X063 m e outra no intervalo entre X093 m e X108 m, em destaque.

No *track* 1 é mostrado o perfil de raios gama (GR) indicando potencial reservatório ao longo de quase todo o trecho analisado. No segundo *track* são mostradas as curvas referentes aos perfis de densidade (RHOB) e porosidade de nêutrons (NPHI). Há uma redução da densidade em uma formação porosa e com hidrocarbonetos. Em geral, o reservatório apresenta elevada porosidade. Ambas características são observadas nas zonas nas duas zonas acima citadas. No *track* 3 é mostrada a curva de resistividade (ILD), com valores elevados nas zonas em destaque. Seguindo para o *track* 4, têm-se a curva de Vsh_GR mostrando ser as zonas indicadas reservatórios pouco argilosos. Considerando o *cut-off* de 30%, é possível notar que nesses intervalos o Vshale encontra-se majoritariamente abaixo dele. No quinto *track* estão as curvas referentes às porosidades total (PHIT_D) e efetiva (PHIE_D) e como já mencionado, intervalos de maior diferença entre essas curvas indicam presença de argila, devido ao fato que uma matriz argilosa apresenta uma alta porosidade total, mas sua permeabilidade é baixa, resultando em uma baixa porosidade efetiva. É possível observar que quando os intervalos de hidrocarbonetos são comparados com as outras zonas deste poço é evidente uma menor diferença dessas curvas, confirmando serem intervalos de zonas mais limpas. Nos *tracks* seguintes são mostradas a saturação de água (SW_AR), o *Res Net* e o *Net Pay*. Para o cálculo de saturação utilizou-se apenas a equação de Archie para definir um valor de R_w , o qual foi considerado 0.03 Ohm.m . Após o cálculo do R_w a equação de Archie, a qual se mostrou adequada, foi aplicada para todo o trecho analisado e assim realizado o cálculo de saturação de água. Foi considerado um *cut-off* de saturação de água menor ou igual a 50% para que um determinado intervalo fosse considerado reservatório. Embora a curva *Res Net* indique um trecho de maior espessura total para a ocorrência de potenciais reservatórios, a curva *Net Pay* confirma a ocorrência de reservatórios de hidrocarbonetos quase que exclusivamente nas zonas previamente indicadas.

Conclusões

Neste artigo foram apresentados dois exemplos de interpretação de perfis geofísicos de poços, sendo um em reservatório siliciclástico do pós-sal da Bacia de Campos, e outro em reservatório carbonático da Bacia de Santos. Nele foram apresentadas as estratégias correntemente adotadas para a interpretação voltada à avaliação de reservas *in place* em ambos os tipos de reservatório, predominantes nessas duas prolíficas bacias da margem leste brasileira. Os complexos reservatórios carbonáticos do pré-sal exigem a disponibilidade de uma base de dados mais ampla e a adoção de critérios de corte específicos, enquanto que os reservatórios do pós-sal, geralmente de natureza menos complexa, permitem a interpretação baseada em uma suíte de dados mais restrita e a adoção de parâmetros menos restritivos. Os modelos de interpretação alcançados evidenciaram a enorme capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos *in place* dos reservatórios do pré-sal que ocorrem na maioria das bacias da margem leste brasileira.

Agradecimentos

Os autores agradecem à PETREC pela cessão dos dados e ao consultor independente Albano da Costa Bastos pelas discussões acerca da interpretação dos perfis do pré-sal.

Referências

ALLEN, D.; CRARY, S.; FREEDMAN, B.; ANDREANI, M.; KLOPF, W.; BADRY, R.; FLAUM, C.; KENYON, B.; KLEINBERG, R.; GOSENBERG, P.; HORKOWITZ, J.; LOGAN, D.; SINGER, J.; WHITE, J. (1997). How to Use Borehole Nuclear Magnetic Resonance. Oilfield Review, Summer, Schlumberger.

BASSIOUNI, Z. (1994). Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series Vol. 4. 372 pp.

ELIS, D.V.; SINGER, J.M. (2008). Well Logging for Earth Scientists. Second Edition. Springer. 699 pp.

HEARST, J.R.; NELSON, P.H.; PAILET, F.L. (2005). Well Logging for Physical Properties – A handbook for geophysicists, geologist and engineers. Second Edition. John Wiley & Sons, 483 pp.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S.M.C. (2008). Sal: Geologia e Tectônica – Exemplos nas bacias brasileiras. Beca Edições Ltda, São Paulo, 448 pp.

NERY, G.G. (2013). Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos básicos com ênfase em petróleo. SBGf, 221 pp.

OFWONA, C. (2010). Introduction to Geophysical Well Logging and Flow Testing. Geothermal Development Company Ltd, Kenya.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L.G.; TASSINARI, C.C.G. (2012). Pré-sal: Geologia e Exploração. Revista USP, São Paulo, Nº 95, p. 33-42.

RIDER, M. (2002). The Geological Interpretation of Well Logs. 2nd ed. Scotland. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland. 280p.

RIDER, M.; KENNEDY, M. (2011). The Geological Interpretation of Well Logs. 3th Ed. Scotland. Rider-French Consulting Ltd. 2011. 432p.

SCHLUMBERGER (1985). Avaliação de Formações no Brasil – WEC Brasil 1985.

SERRA, O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation – the acquisition of logging data. Elsevier, 423 pp.

TIAB, D; DONALDSON, E.C. (2004). Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Second Edition. Gulf Professional Publishing. Elsevier, 889 pp.

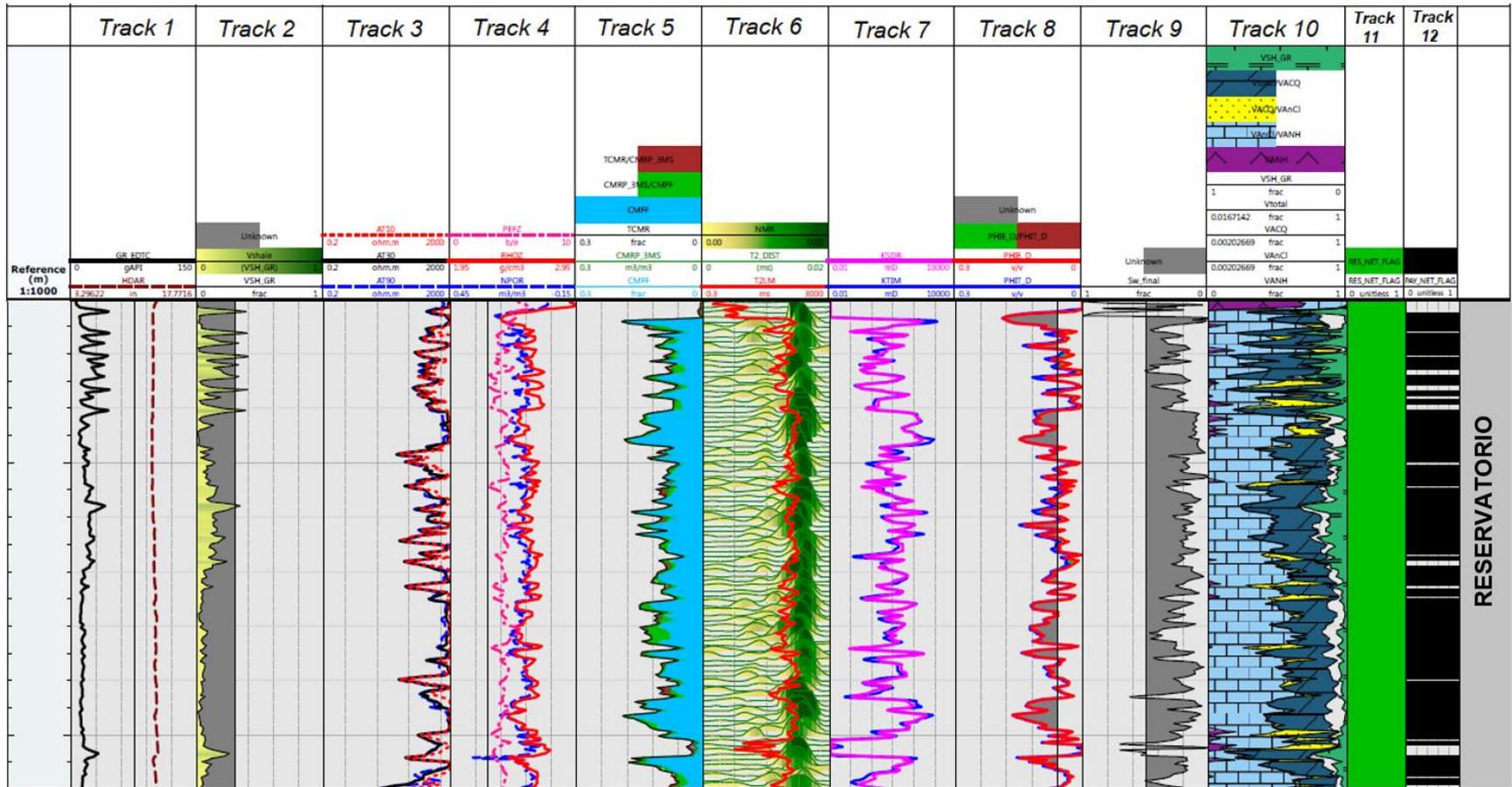


Figura 1 – Painel com os perfis e a interpretação litológica e de saturação do poço A do pré-sal da Bacia de Santos.

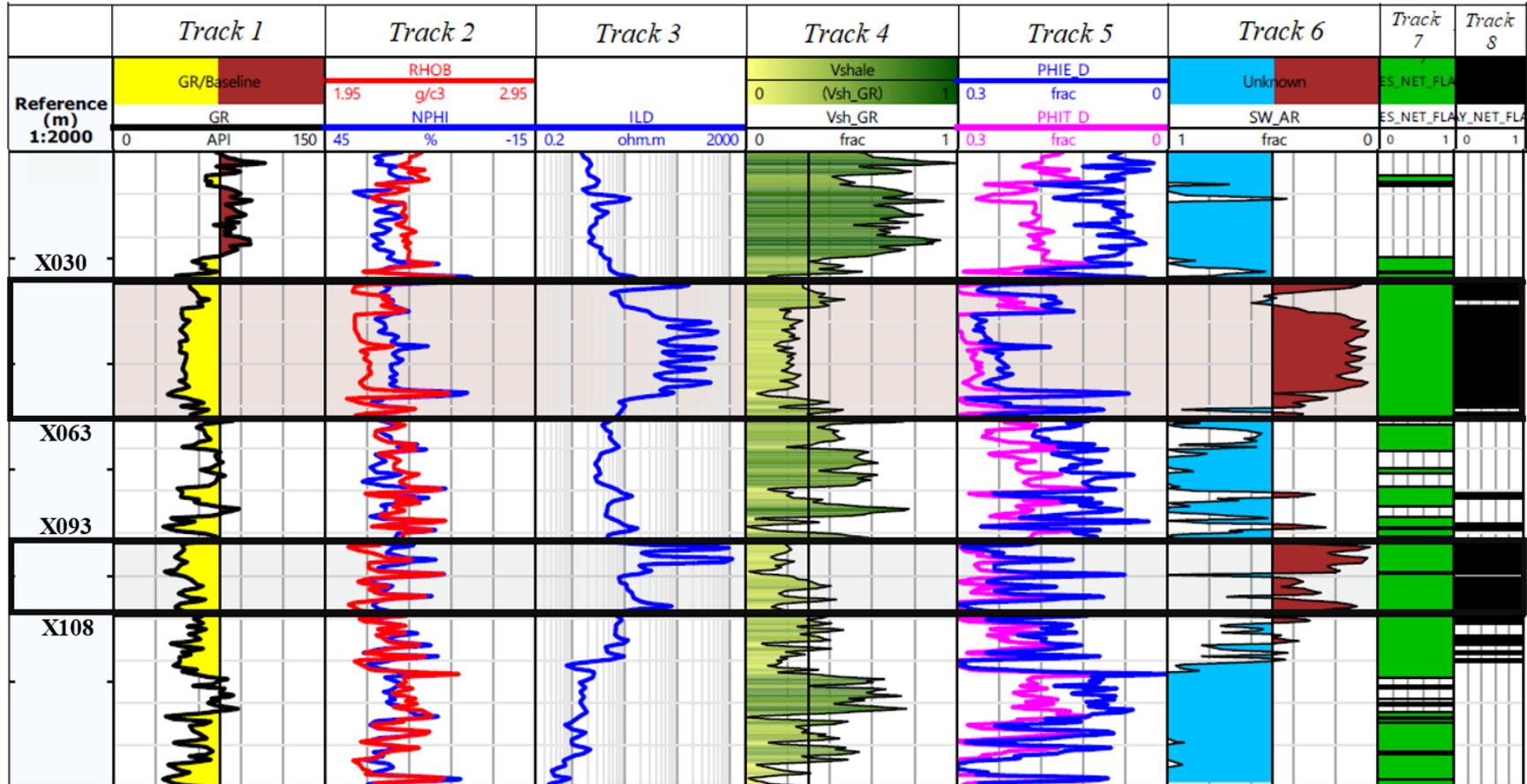


Figura 2 – Painel com os perfis e a interpretação de saturação do poço B do pós-sal da Bacia de Campos.