

Comparação de metodologias para saturação de água e seus efeitos no cálculo do *net pay* no Pré-Sal do Campo de Sépia, Bacia de Santos

Gabriel Sousa Dos Santos Ribeiro^{1*}; Igor Lima de Jesus¹; Wagner Moreira Lupinacci^{1,2}

¹Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios – GIECAR-UFF

²Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Geofísica de Petróleo – INCT-GP

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 04 a 06 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX 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

A avaliação da formação permite identificar as zonas reservatórios, estimar o volume de argila, a porosidade e quantificar a saturação dos fluidos presentes no espaço poroso. Um desafio encontrado na avaliação das formações carbonáticas do pré-sal é a grande heterogeneidade destas rochas. Essa pesquisa propõe avaliar o comportamento das propriedades permoporosas nos reservatórios carbonáticos e investigar os impactos na determinação do *net pay*. Para isso, três metodologias são utilizadas para a estimativa da saturação de água no poço 3-BRSA-1201-RJS, Campo de Sépia, Bacia de Santos. Os resultados demonstram que a Formação Barra Velha apresenta as melhores propriedades permoporosas e representa o único alvo exploratório na seção pré-sal neste poço. A metodologia 1 representa uma estimativa de *net pay* mais realista devido aos parâmetros petrofísicos mais adequados para a área de estudo.

Introdução

O pré-sal configura as maiores reservas de hidrocarbonetos do Brasil. Em março de 2022, os reservatórios carbonáticos do pré-sal representaram 75% da produção de petróleo equivalente nacional. Atualmente, a Bacia de Santos produz 93% de toda a produção de hidrocarbonetos nessa seção. Seus reservatórios são compostos pelas coquinas da Formação Itapema e os carbonatos de origem tanto abiótica quanto biótica da Formação Barra Velha (Wright & Barnett, 2015; Wright & Rodriguez, 2018). A exploração dessas reservas acompanha diversos obstáculos devido à alta complexidade geológica.

A caracterização de reservatórios descreve as propriedades permoporosas do reservatório. Segundo Ellis & Singer (2007), os objetivos da avaliação da formação correspondem à localização das zonas portadoras de hidrocarbonetos e a quantificação das propriedades petrofísicas. A estimativa da saturação de água é uma importante etapa na avaliação da formação, pois possibilita identificar a distribuição de fluidos em um reservatório e quantificar a saturação de hidrocarbonetos (Chardac *et al.*, 1996).

Existem diversas metodologias para a estimativa da saturação de água como os métodos de Archie (1942), Simandoux (1963) e Lima & Sharma (1990). Essas metodologias são indicadas a situações específicas e se reduzem à equação de Archie quando a argilosidade é

nula (Nery, 2013). Poucos estudos avaliam como diferentes metodologias para saturação de água influenciam na determinação do *net pay* nos reservatórios do pré-sal (Castro & Lupinacci, 2022).

Os principais objetivos deste estudo é (i) estimar e comparar as propriedades permoporosas nas formações Barra Velha e Itapema; (ii) calcular e comparar a estimativa do *net pay* usando diferentes abordagens; (iii) comparar a qualidade das propriedades nos reservatórios interpretados. Para isso, nós utilizamos o poço 3-BRSA-1201 localizado no Campo de Sépia, Bacia de Santos, (Figura 1).

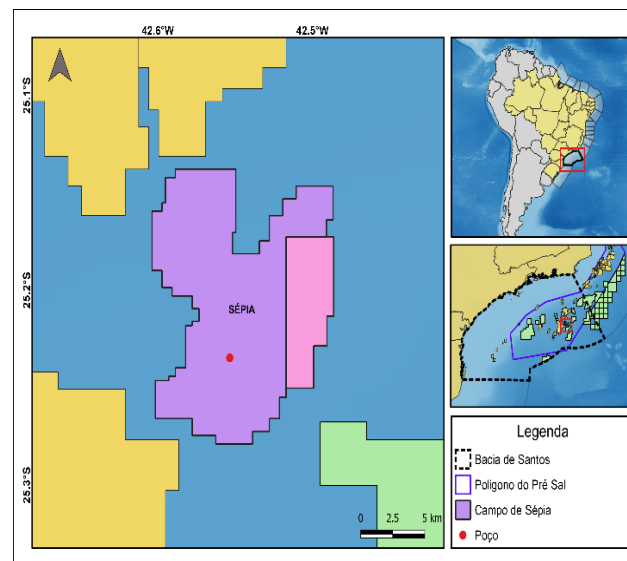


Figura 1: Mapa de localização do poço 3-BRSA-1201-RJS no Campo de Sépia, Bacia de Santos.

Metodologia

Para o desenvolvimento desse trabalho foram utilizados perfis geofísicos de poço, relatórios de exploração e os dados de rochas, como amostras laterais e dados laboratoriais. A metodologia é dividida em 7 etapas como mostrado no fluxograma da Figura 2.

1. Carregamento dos dados e controle de qualidade

Nesta etapa foram avaliados o tipo de aquisição dos dados (LWD ou Wireline), a taxa de amostragem, os ajustes de profundidade, preenchimentos de gaps e a qualidade do perfil cáliper.

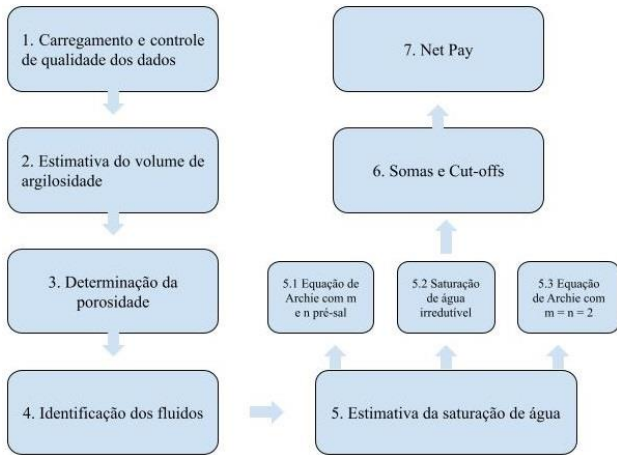


Figura 2: Fluxograma utilizado para o desenvolvimento do trabalho.

2. Estimativa do volume de argilosidade

O reconhecimento de regiões com alto teor de finos/argilas é fundamental para identificação das zonas de reservatório (Castro, 2019). Segundo Nery (2013), a equação de Larionov (1969) é a mais indicada para esta finalidade, pois traz consigo um fator correspondente à idade da rocha. Neste estudo, como as rochas são do período Cretáceo, nós utilizamos a seguinte equação:

$$V_{clay}^{Larionov} = 0,33(2^{2 \times IGR} - 1), \quad (1)$$

no qual IGR é o índice de argilosidade com base no perfil de raios gama (GR).

Também aplicamos o método proposto por Ehigie (2010) para a estimativa do volume de argila (V_{clRMN}). Esse método utiliza os perfis de porosidades do ressonância magnética a partir da equação:

$$V_{clRMN} = \frac{PHIT - PHIE}{PHIT}, \quad (2)$$

no qual PHIT e PHIE são as porosidades total e efetiva, respectivamente.

3. Determinação da porosidade

Os perfis mais utilizados na determinação da porosidade nos carbonatos do pré-sal são os perfis de ressonância magnética nuclear (RMN). Portanto, as curvas de porosidades total (PHIT), efetiva (PHIE) e fluido livre (FF) foram utilizadas para o prosseguimento das análises.

4. Identificação dos fluidos

A identificação dos fluidos foi baseada no perfil de resistividade profunda, no gradiente de pressão e os relatórios do poço. Por fim, o contato óleo-água (O/A) pode ser determinado.

5. Estimativa da saturação de água

A saturação de água corresponde a fração de água no espaço poroso da rocha. Com o conhecimento da

saturação de água (S_w) é possível determinar a saturação de hidrocarbonetos (S_o):

$$S_o = (1 - S_w). \quad (3)$$

Para as duas primeiras metodologias, optou-se por utilizar a equação de Archie para o cálculo de S_w (1942).

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (4)$$

no qual R_w é a resistividade na água de formação, a é o coeficiente de tortuosidade, m é o coeficiente de cimentação, n é o expoente de saturação, ϕ é a porosidade e R_t é a resistividade profunda. Como os parâmetros – a , m , n , e R_w – não foram disponibilizados, nós inferimos estes valores de duas formas.

Primeiro, utilizamos os valores de m e n de um poço do pré-sal (Tabela 1) próximo ao Campo de Sépia como análogo. Segundo, utilizamos $m = n = 2$ que são valores padrões encontrados na literatura. O valor do coeficiente de tortuosidade (a), para ambos os casos, foi mantido como 1, valor normalmente usados em ambientes carbonáticos (Kearey *et al.*, 2009).

Tabela 1: Parâmetros elétricos de um poço do pré-sal próximo ao Campo de Sépia usados como análogo na equação de Archie para a estimativa da saturação.

Parâmetros	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
	Mean	Mean
Coefficiente de Cimentação (m)	2,17	2,45
Expoente de saturação (n)	4,5	4,27

Melani (2015) afirma que o coeficiente de cimentação (m) e o expoente de saturação (n) representam as maiores complexidades para calcular a saturação via equação de Archie. Valores de m mais altos estão relacionados à porosidade vuggy (Lucia, 1983) e associados a menores conectividades (Ellis & Singer, 2007).

A resistividade da água da formação (R_w) foi determinada a partir do método $R_{wA}Mínimo$ (Nery, 2013):

$$R_{wA}Mín = \frac{R_o \cdot \phi_e^m}{a}, \quad (5)$$

no qual R_o é a resistividade de uma zona saturada com água e ϕ_e a porosidade efetiva. Assim, a equação de Archie (4) foi aplicada para a determinação das saturações da água denominadas: S_{WArch} e S_{WArch2} .

O cálculo da saturação a partir dos perfis RMN vem sendo empregado em reservatórios carbonáticos. Segundo Crain (2019a), em um reservatório acima do contato com a água, a saturação de água irreduzível pode ser aproximada à saturação real. Logo, em zonas portadoras de hidrocarbonetos, utilizamos o método descrito Crain (2019a) que foi aplicado em reservatórios do pré-sal por Castro & Lupinacci (2022). Para a determinação da saturação de água irreduzível (S_{wiRMN}) temos:

$$SwirRMN = \frac{PHIE - FF}{PHIE}, \quad (6)$$

no qual PHIE corresponde à porosidade efetiva via RMN e FF ao conteúdo de fluidos móveis livres. Para a saturação de água abaixo do contato O/A foi utilizada a Sw_{Arch2} .

6. Somas e cut-offs das propriedades de reservatórios

Os *cut-offs* são os valores de corte para delimitar as zonas de interesse e as zonas não reservatório. A partir das somas e médias do volume de argila, porosidade efetiva e saturação de água, nós definimos os seguintes valores de *cut-offs* para ser caracterizado como uma zona produtora: $PHIE \geq 0.06$; $V_{clayLARIONOV} \leq 0.20$ e $Sw \leq 0.50$.

7. Net pay e HPhiSo

O *net pay* representa um intervalo da formação com as condições necessárias para produzir hidrocarbonetos em volumes economicamente significativos. O HPhiSo representa a espessura porosa saturada em hidrocarbonetos de um intervalo específico. Neste fluxo, comparamos os *net pays* e HPhiSo obtidos a partir das metodologias para estimativas de saturação de água avaliadas.

Resultados

O perfil cáliber apresentou inconsistência em dois intervalos – nomeados nesse trabalho como Barra Velha 2 e Itapema 2. Esses intervalos foram desconsiderados nas nossas análises.

A partir do gráfico do gradiente de pressão, verificamos que o óleo é o único fluido acima do contato óleo-água. O contato foi identificado em 5.544m (Figura 3). Esta profundidade corroborada com a informação do relatório de poço. Então, neste poço a Formação Itapema encontrava-se abaixo do contato óleo-água.

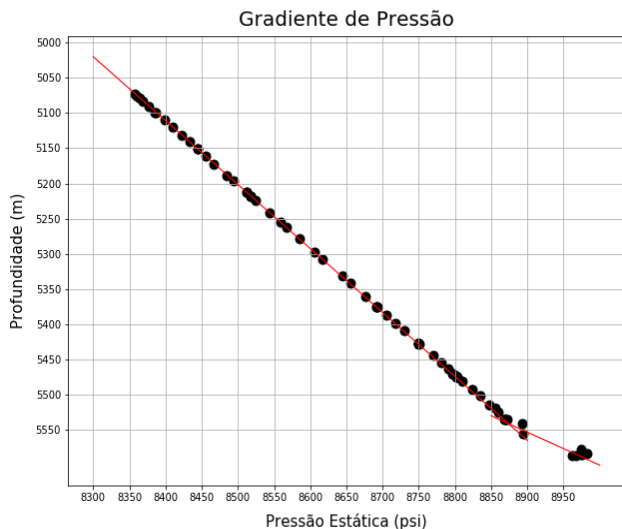


Figura 3: Gráfico do gradiente de pressão para o poço 3-BRSA-1201-RJS. Campo de Sépia, Bacia de Santos.

Na Formação Barra Velha, os valores de raios gama diminuem da base para o topo, atingindo seu pico no meio

da formação. A argilosidade estimada pela equação de Larionov representa mais que o dobro do volume de argila obtido pelos perfis de RMN nas porções superior e inferior, o que pode estar associado a uma maior quantidade de grãos finos radioativos. A Formação Barra Velha exibe altos valores de resistividades, de porosidades e de fluidos livres. Já a Formação Itapema apresenta alta argilosidade e alta saturação de água. A tabela 2 apresenta as espessuras e as propriedades de reservatório nas formações Barra Velha e Itapema.

Tabela 2: Comparação entre as propriedades de reservatórios nas formações Barra Velha e Itapema.

Propriedades	Fm. Barra Velha	Fm. Itapema
Espessura	476 m	325 m
Reservatório	351 m	35 m
$V_{clayLARIONOV}$	15,8%	32,3%
V_{clRMN}	5,7%	35,7%
Phi_Lab	12,3%	4,6%
PHIE	12,5%	5,2%
Free Fluid	10,0%	1,8%
Perm_Lab	40,2mD	0,1mD
KTIM	23,4mD	0,07mD
Sw_{Arch2}	40,1%	95,6%
Net Pay	316 m	0,4 m

A heterogeneidade do tamanho dos poros, a complexidade da matriz e a distribuição dos poros das rochas carbonáticas promovem uma rápida variação dos parâmetros (Al-Marzouqi *et al.*, 2010), interferindo no cálculo da saturação através da equação de Archie. A Tabela 3 apresenta os valores médios das saturações de água, os *net pays* e HPhiSo para a Formação Barra Velha obtidos a partir das três metodologias propostas. Ao comparar os métodos 1 e 3, observamos que para valores maiores dos parâmetros m e n , a saturação de água aumenta, conseqüentemente, os valores de *net pay* e HPhiSo diminuem. O método 3 foi o que resultou no menor valor médio de saturação de água e, conseqüentemente, apresentou os maiores *net pay* e HPhiSo.

Tabela 3: Valores de HPhiSo e *net pay* obtidos a partir das metodologias utilizadas para a estimativa da saturação de água na Formação Barra Velha.

Propriedades	Fm. Barra Velha		
	Metodologia 1 (Sw_{Arch2})	Metodologia 2 (SwirRMN)	Metodologia 3 (Sw_{Arch})
Sw	40,1%	22,8%	12,9%
Net Pay	316 m	346 m	350 m
HPhiSo	30,1 m	38,5 m	42,8 m

Castro & Lupinacci (2019) fizeram um zoneamento utilizando perfis de poços da Formação Barra Velha, dividindo-a em sag superior, sag inferior e rifte tardio. Visando uma análise mais detalhada dos diferentes padrões identificados nos perfis de RMN, raios gama, resistividade profunda e sônico, nós também separamos a

Formação Barra Velha em três intervalos (Tabela 4), nomeados como R1, R2 e R3.

Tabela 4: Comparação entre as principais propriedades permoporosas dos reservatórios interpretados.

Reservatórios			
Propriedades	R1	R2	R3
Intervalo	5.079/5.309m	5.309/5.370m	5.370/5.539m
Espessura	230 m	61 m	169 m
Vclay _{Larionov}	10,1%	22,8%	16,0%
Phi_Lab	12,3%	8,9%	11,7%
PHIE	12,7%	9,1%	12,7%
FreeFluid	10,7%	6,6%	10,4%
SW _{Archie2}	32,5%	52,1%	41,9%
KTIM	39,7mD	2,6mD	27,9mD
Resistividade	728,7 ohm.m	178,5 ohm.m	261,2 ohm.m
Net Pay	200,6m	15,8m	96,9m

Os intervalos R1 e R3 representam os melhores reservatórios. Nesses intervalos, observamos uma diminuição na argilosidade comparando-os com o R2. A baixa argilosidade exibida no R1 e R3 favorece a preservação das melhores propriedades permoporosas.

O R2 configura uma região que reflete o impacto da perda de qualidade das propriedades de reservatório. Este intervalo apresenta os maiores índices de raios gama e as menores porosidades e permeabilidades da Formação Barra Velha no poço 3-BRSA-1201-RJS. Ao analisar as descrições das amostras laterais, verificamos neste intervalo uma presença intensa de fácies descritas como laminitos, justificando o comportamento observado nos perfis.

Conclusão

A heterogeneidade das rochas carbonáticas do pré-sal interferiu diretamente na estimativa da saturação de água através da equação de Archie, promovendo discrepância entre os resultados das metodologias 1 e 3. Estas metodologias apresentaram uma diferença de 34m em *net pay* e uma redução de 29,7% em HPhiSo. A metodologia 1 representa uma estimativa de *net pay* mais realista devido aos parâmetros petrofísicos mais adequados à área de estudo. A metodologia 2 resultou em uma estimativa de saturação de água intermediária as outras duas, configurando uma abordagem alternativa independente de parâmetros associados a matriz da rocha.

Há uma grande diferença de qualidade dos reservatórios R1 e R3 comparando-os ao R2. Os reservatórios R1 e R3 apresentam ótimas propriedades permoporosas e podem ser considerados os melhores intervalos para exploração de hidrocarbonetos. Já no intervalo R2, o aumento da saturação de água, a redução da porosidade e permeabilidade configuram uma piora das características permoporosas que, pode estar associada a presença intensa de matéria orgânica e a silicificação,

frequentemente descritas nas amostras laterais neste intervalo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo fornecimento dos dados e à Lloyd's Register pela licença ao software Interactive Petrophysics. O primeiro autor agradece ao CNPq pela bolsa de iniciação científica (PIBIC-UFF).

Referências

- Al-Marzouqi, M.I., Bush, I., Griffiths, R., Husser, A., Jeha, Z., Montaron, B., Narhari, S.R., Poirier-Coutansais, X., 2010. Resolving carbonate complexity. *Oilfield Rev.* 22 (2), 40–55.
- Archie, G. E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Technology*, vol.5, pag. 54-62.
- Castro, T. M., 2019. Avaliação dos Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado em Geologia e Geofísica UFF, Junho.
- Castro, T. M. & Lupinacci, W. M., 2019. Evaluation of fine-grains in pre-salt reservoirs. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August.
- Castro, T. M. & Lupinacci, W. M., 2022. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 208 (2022) 109679.
- Chardac, J. L.; Petricola, M.; Jacobsen, S.; Dennis, B., 1996. In Search of Saturation. *Middle East ell Evaluation Review*, n.17, p.20-37.
- Crain, E. R., 2019^a. Irreducible Water Saturation, in *Crain's Petrophysical Handbook*.
- EHIGIE, S.O. NMR-Openhole Log Integration: Making the Most of NMR Data Deliverables. Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2010.
- Ellis, D. V. & Singer, J. M., 2007. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, 2.ed., Dordrecht, The Netherlands, 692p.
- Kearey, P.; Brooks, M.; Hill, I., 2009. *Geofísica de Exploração*. São Paulo. Oficina de textos.
- Larionov, W. W., 1969. Radiometry of boreholes (em russo), NEDRA, Moscou.
- Lima, A. O. L. & Sharma, M. M., 1990. A grain conductivity approach to shaly sandstone. *Geophysics*, Tulsa, 55(10):1347-1356.
- Lucia, F.J. 1983. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. *J. Pet. Technol.* 23:629-637.

Melani, L. H., 2015. Caracterização Petrofísica de Reservatório Carbonático. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo UNICAMP, SP.

Nery, G. G., 2013. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGF, Rio de Janeiro.

Simandoux, P., 1963. Mesure Dielectriques en Milieu Poroux, Application a Mesure des Saturations en Eau, Etude du Compartement des Massif Argileux: Reveu de l'Institute Francais du Petrole. Supplementary Issue.

Wright, V. P. & Barnett, A. J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. Geological Society, London, Special Publications, vol. 418, n. 1, pag. 209–219, 2015. Doi: <http://dx.doi.org/10.1144/SP418.3>

Wright, V. P. & Rodriguez K. Reinterpreting the South Atlantic pre-salt 'microbialite' reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model: First Break, 36, pag. 71–77, 2018.

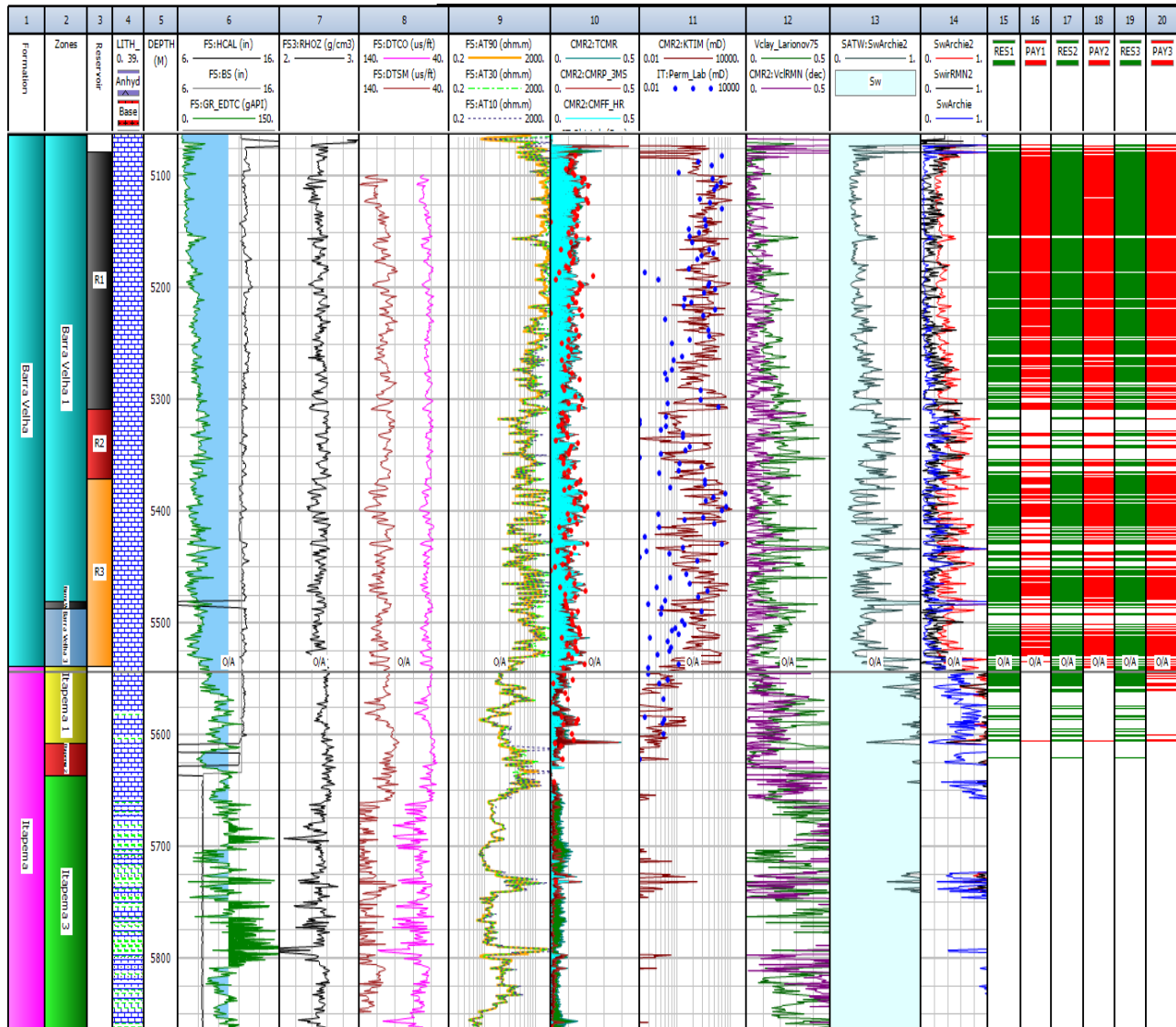


Figura 4: Perfis do poço 3-BRSA-1201-RJS. Tracks: 1) formações Barra Velha e Itapema; 2) zonas desconsideradas nas análises (Barra Velha 2 e Itapema 2); 3) intervalos interpretados; 4) litologias interpretadas; 5) profundidade (DEPTH); 6) cáliper (HCAL), bit size (BS) e raios gama (GR_EDTC); 7) densidade (RHOZ); 8) tempos de trânsito sônico (DTCO) e trânsito cisalhante (DTSM); 9) resistividades profunda (AT90), média (AT60) e rasa (AT30); 10) perfis de ressonância magnética (RMN) e porosidade de laboratório (Phi_Lab); 11) permeabilidade (KTIM) e permeabilidade de laboratório (Perm_Lab); 12) volume de argila a partir da equação de Larionov e volume de grãos finos a partir dos perfis de RMN; 13) estimativa da saturação de água (Sw_Arch2); 14) comparação entre três metodologias para saturação de água; 15) – 16) reservatório e pay a partir da metodologia 1 (tabela 3); 17) – 18) reservatório e pay a partir da metodologia 2; 19) – 20) reservatório e pay a partir da metodologia 3.