Gestão:

Reunião de Acompanhamento e Avaliação - RAA 2026

Avaliação de log facies dos carbonatos da Formação Quissamã no campo de Tartaruga Verde, Bacia de Campos

Rodrigues, G. H. O. [1]; Bergamaschi, S. [2]; Ade, M. V. B., [1]Bolsista do PRH 28/UERJ, curso de Geologia, Rio de Janeiro – RJ.
E-mail: gustavo_hor@hotmail.com[2]Docentes do curso de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ. E-mail: sergioberg7@hotmail.com; marcusade326@gmail.com

Motivação e Objetivos

A avaliação de reservatórios carbonáticos, como os da Formação Quissamã na Bacia de Campos, enfrenta incertezas ocasionadas pela heterogeneidade do seu sistema poroso e pela variação composicional, gerando relações complexas nas respostas dos perfis geofísicos. O estudo tem como motivação minimizar as incertezas geradas pela heterogeneidade dos carbonatos, através de uma abordagem integrada, unindo perfis geofísicos de poço convencionais, ressonância magnética, testes de formação a cabo e dados sísmicos para compreender a arquitetura deposicional e a continuidade lateral do reservatório.

O estudo foca em realizar a avaliação petrofísica do reservatório da Formação Quissamã no Campo de Tartaruga Verde. Através da utilização de dados de três poços distribuídos ao longo do campo, o objetivo é identificar a heterogeneidade do pacote carbonático, dividindo-o em zonas com assinaturas de perfis distintas. O estudo visa também avaliar a continuidade lateral do reservatório ao longo desses poços, realizando a integração com dados sísmicos.

Resultados Obtidos

A integração permitiu subdividir o reservatório em três zonas (Fig. 1) com características distintas de respostas nos perfis geofísicos que são correlacionadas com um ciclo transgressivo-regressivo:

- Zona 1, predominantemente dolomítica padrão progradante na base
- Zona 2, de transição, evoluindo para um empilhamento agradacional
- Zona 3, predominantemente calcítica, culminando em uma fase retrogradante no topo.

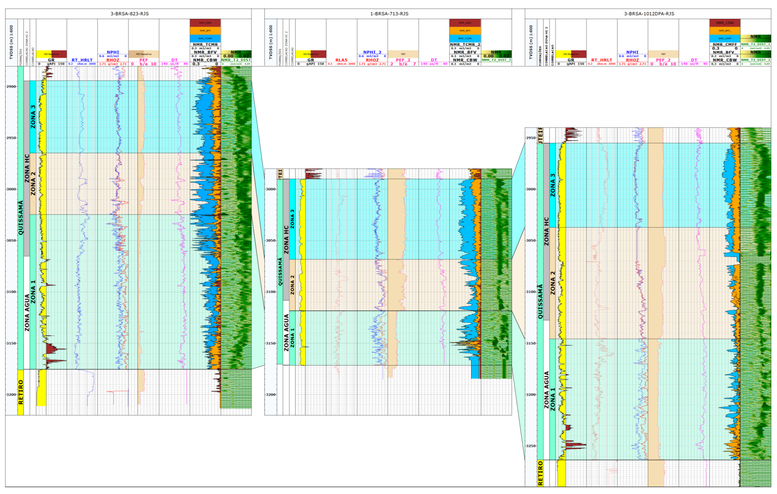


Fig. 1 - Correlação de perfis geofísicos de poço dos três poços selecionado par o estudo.

A comparação dos métodos demonstrou que o volume de argila calculado a partir dos perfis de raios gama (Fig. 2), corrigidos por Larionov, é mais representativo para a formação, uma vez que os valores de água associados à argila lidos pelo perfil de ressonância magnética podem sofrer influência da microporosidade dos carbonatos.

Isso foi mostrado através do baixo teor de argilominerais apresentados nos valores de DRX de um dos poços de estudo (Tab. 1).

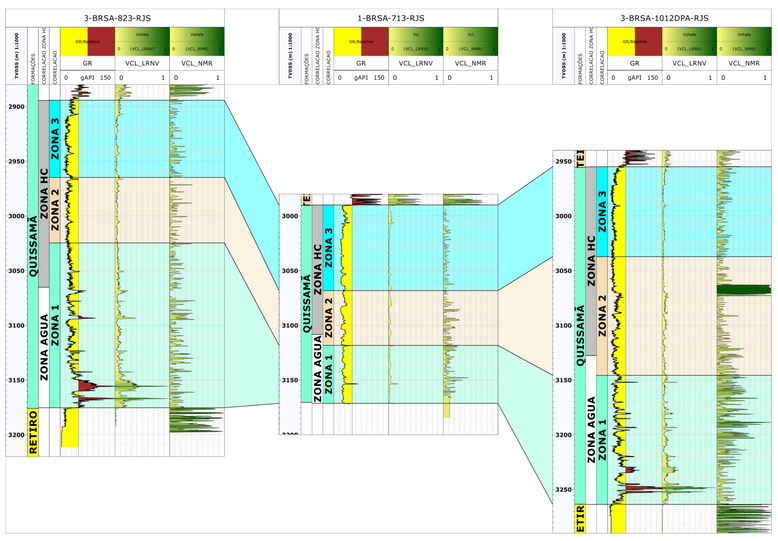


Fig. 2 – Comparação dos perfis de argilosidade por Larionov e pela NMR.

Tab. 1 – Dados DRX poço 01-BRSA-713-RJS.

Prof. (m) MD	Tipo de Amostra	BAR	CAL	CMG	DOL	QTZ	A+M	CDA	KFD	PLG	Proporção Molar
3.011,00	LATE	?	32	67	?	1	-	-	-	-	Mg: 0.02 (CMG)
3.045,00	LATE	?	32	65	-	1	1	1	?	-	Mg: 0.02 (CMG)/ 0.90 (CDA)
3.074,00	LATE	?	95	-	-	?	1	3	1	-	Mg:/ 0.84 (CDA)
3.093,50	LATE	?	82	-	-	2	2	7	6	1	Mg:/ 0.86 (CDA)
3.128,00	LATE	-	21	24	32	1	1	21	-	-	Mg: 0.04 (CMG)/ 0.92 (CDA)
3.151,50	LATE	-	1	2	8	3	?	80	5	1	Mg: 0.20 (CMG)/ 0.88 (CDA)

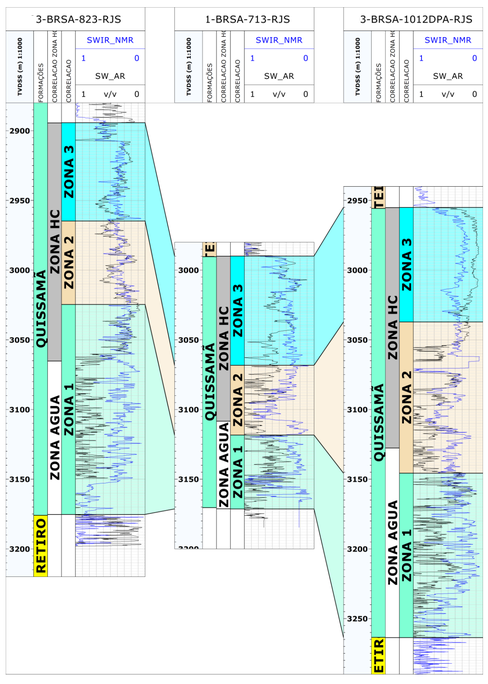
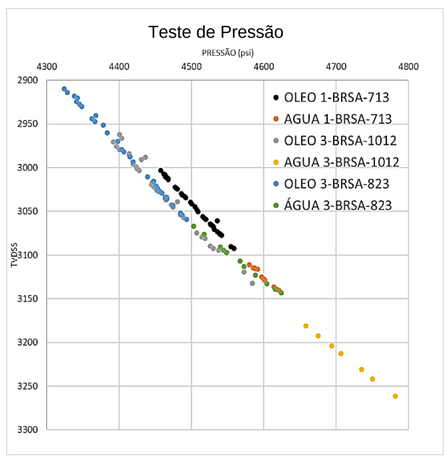


Fig. 3 – Comparação dos perfis de saturação de água por Archie e pela NMR.

Na Zona 1 ocorrem valores relativamente elevados de resistividade, próximos a 10 ohm.m, em um intervalo confirmado pelos testes de pressão e de fluidos como sendo saturado em água.

As estimativas de saturação de água por Archie e pela ressonância magnética (Fig. 3) mostraram divergências locais na zona com hidrocarbonetos, devido à heterogeneidade dos parâmetros a, m, n.



Poço	Δ_{press} (psi)	Δ_{prof} (m)	∇ (psi/m) manual	∇ (psi/m) software
3-BRSA-823-RJS	160,73	142,30	1,13	1,11
1-BRSA-713-RJS	83,92	73,99	1,13	1,15
3-BRSA-1012DPA-RJS	133,70	128,33	1,04	1,13

Fig. 4 – Resultado dos testes de pressão e cálculo dos gradientes de pressão.

Tab. 2 – Profundidades adotadas para contato óleo água (TVDSS).

Poço	Contato óleo-água	Referência
3-BRSA-823-RJS	3065 m	Interseção dos gradientes de pressão
1-BRSA-713-RJS	3108 m	Interseção dos gradientes de pressão
3-BRSA-1012DPA-RJS	3116 m	Interseção dos gradientes de pressão

Os dados de pressão (Fig. 4) indicam uma diferença de pressão no poço 01-BRSA-713-RJS.

A aplicação de parâmetros (Tab. 3) de corte (*cutoffs*) indicou que a porção superior do Quissamã apresenta intervalos com melhores condições de armazenamento e maior potencial de produção

Tab. 3 – Resultados da aplicação dos parâmetros de corte aplicados nos perfis.

Poço	Gross	Net	NMR_PHIE (%)	SW_AR (%)	KTIM (mD)	VSH_LRNV (%)
3-BRSA-823-RJS	280,84	100,58	20,10%	30,60%	147,77	4,60%
1-BRSA-713-RJS	181,23	31,23	18,10%	35,00%	56,93	2,40%
3-BRSA-1012DPA-RJS	308,50	85,07	19,10%	19,50%	79,51	3,00%

Através da interpretação sísmica, foram identificadas descontinuidades dentro do reservatório, que associadas aos dados de pressão, corroboram a ideia de que haja restrição de fluxo hidráulico entre os poços.

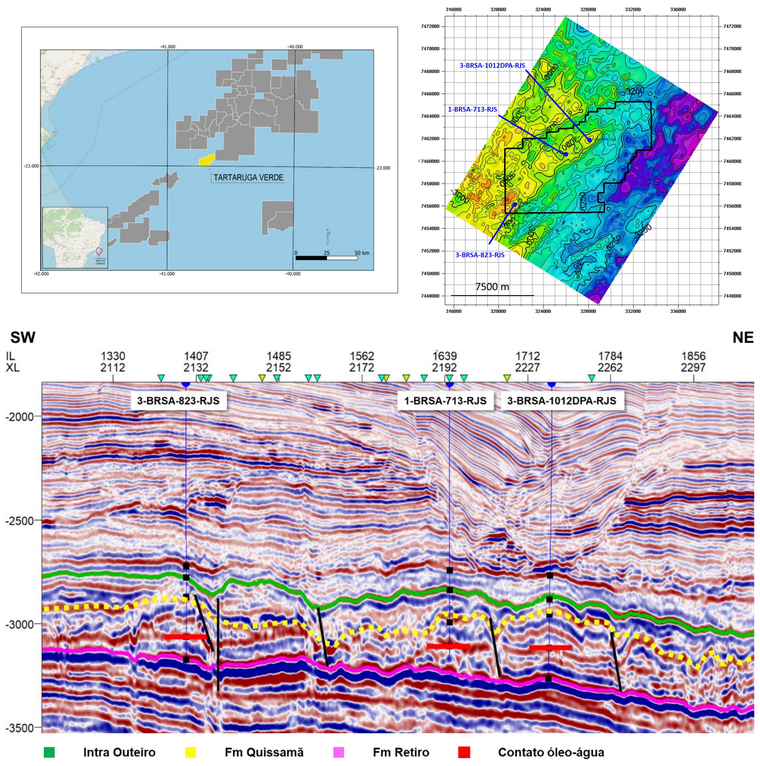


Fig. 5 – Seção sísmica arbitrária passando pelos três poços do estudo.

Aplicações no setor

A integração entre os perfis convencionais, ressonância magnética e os registros de pressão e de fluidos corresponde a uma abordagem robusta para a caracterização dos carbonatos da Formação Quissamã.

Os resultados obtidos fornecem subsídios para futuras avaliações geológicas e de engenharia de reservatórios no campo, especialmente para projetos relacionados à distribuição de fluidos, identificação de compartimentação hidráulica e estimativas de volumes de hidrocarbonetos.

Conclusões

A avaliação integrada permitiu subdividir o reservatório em três zonas que refletem um ciclo regressivo-transgressivo.

Porção superior (Zona 3) como a de maior potencial produtivo.

A comparação metodológica revelou que a NMR superestima o volume de argila, sendo o método de Larionov mais representativo.

A análise de gradientes de pressão revelou um deslocamento de 25 psi no poço 1-BRSA-713-RJS, que associada à sugere uma comunicação hidráulica limitada, ratificando a robustez da abordagem multidisciplinar para a redução de incertezas.

Agradecimentos: Ao PRH-ANP, pela concessão da bolsa de mestrado (FAPESP, processo nº 2025/021119-3) | Ao BDEP/ANP, pela disponibilização de dados exploratórios públicos da área de estudo | Ao Laboratório de Interpretação Sísmica (LabSismo), da UERJ, pelo suporte no acesso às licenças acadêmicas dos softwares Petrel e Techlog, concedidas pela SLB.