

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



10^º pdpetro

Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

AValiação Petrofísica Integrada com Dados de Pressão a Cabo e Geoquímica Orgânica em Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal

AUTORES:

Vitor Gorne Silva¹
Daniel Dubois Silva²
Plinio Cancio Rocha da Silva Junior³

INSTITUIÇÃO:

¹Petrobras, Geologia e Petrofísica, Petrobras

²Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), Petrobras,

³CENPES, Petrobras

AVALIAÇÃO PETROFÍSICA INTEGRADA COM DADOS DE PRESSÃO A CABO E GEOQUÍMICA ORGÂNICA EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL

Abstract

Three wells were evaluated using petrophysical tools to estimate permoporous properties and characterize formation fluids. Data from the formation test were used to estimate reservoir hydraulic communication with the aid of geochemical data. The petrophysical evaluation revealed complex carbonate reservoirs, filled with oil to a certain depth. Pretests data revealed adequate pressure gradients for connected reservoirs, results corroborated by the fingerprinting performed by geochemistry. This case demonstrates the importance of integrated analysis for proper decision making in the oil industry.

Introdução

Responsável atualmente pela maior produção de petróleo no Brasil, a Bacia de Santos tornou-se no cenário mundial um grande atrativo devido ao *play* carbonático pré-sal. Tais reservatórios possuem excelentes qualidades permoporosas, comprovadas pelos altos patamares de produção nos poços já perfurados nesta seção. Do ponto de vista de avaliação petrofísica, as altas heterogeneidades texturais destas rochas carbonáticas colocam tais reservatórios na classificação de complexos por não seguirem as premissas de Archie (1942).

O presente trabalho ilustra um exemplo de avaliação petrofísica de formação expedita multi-poços em reservatórios portadores de hidrocarbonetos (HC) de modo a obter a porosidade efetiva ($Phie$), permeabilidade absoluta (K_{abs}) e saturação de água (S_w). Em paralelo, a comunicação hidráulica entre os 3 poços estudados foi avaliada de forma integrada, a partir de dados de pressão a cabo e de geoquímica orgânica.

Metodologia

Avaliação petrofísica

A avaliação petrofísica de formação foi feita utilizando *software Interactive Petrophysics™* (IP) versão 4.4. Buscou-se identificar os tipos de fluido presentes, o volume de espaço poroso, a capacidade de escoamento da rocha, a proporção de fluido móvel e não móvel e avaliar a comunicação hidráulica no reservatório. Foram utilizados os seguintes tipos de dados: 1) Perfis geofísicos básicos e especiais de poço aberto: Cáliper (CAL), Resistividade (RES), Raios Gama Espectral Naturais (GR_{espec}), Espectroscopia de Raios Gama Induzidos por nêutrons/Litogeoquímico (LGQ), Ressonância Magnética Nuclear (RMN); 2) Testes de pressão a cabo; 3) Petrofísica básica de laboratório (massa específica de sólidos, $Phie$, K_{abs}). Na perfuração dos poços foi utilizado fluido sintético base óleo e os dados de perfis foram adquiridos pela empresa *Schlumberger*. Em geral os perfis apresentam boa qualidade de aquisição, com conformidade no calibre dos poços. Já as amostras de rocha analisadas em laboratório provêm de plugues de testemunho e/ou amostras laterais rotativas.

Uma das ferramentas para identificação dos fluidos foi a de resistividade por indução. Esta tem distintas profundidades de investigação e pode avaliar qualitativamente o alcance da zona invadida pelo filtrado de perfuração e o contato HC/água na zona virgem da formação. Outra ferramenta utilizada foi o testador de pressão a cabo, composto por um *probe*, sensores de pressão e uma câmara com poucos cm^3 de volume. Avalia-se o comportamento da pressão dentro do poço, durante um fluxo do filtrado presente na formação para dentro da câmara e durante um período estático. Neste último passo é possível medir a pressão estática dos fluidos originais (*pressure test - pretest*). Assim, combinando uma série de medidas ao longo do poço, avalia-se os gradientes de pressão estática, partindo da premissa que o filtrado

que fluiu para a câmara mantém a mesma pressão estática dos fluidos originais da formação (Figura 1). Com a mesma ferramenta é possível realizar contínuo bombeio (Teste de Formação a Cabo – TFC) para retirada da influência do filtrado de perfuração, aquisição de parâmetros de pressão em períodos de fluxo, pressão estática e posterior coleta de fluidos da formação (mini DST). As garrafas coletadas são monofásicas, preservando a pressão original do reservatório.

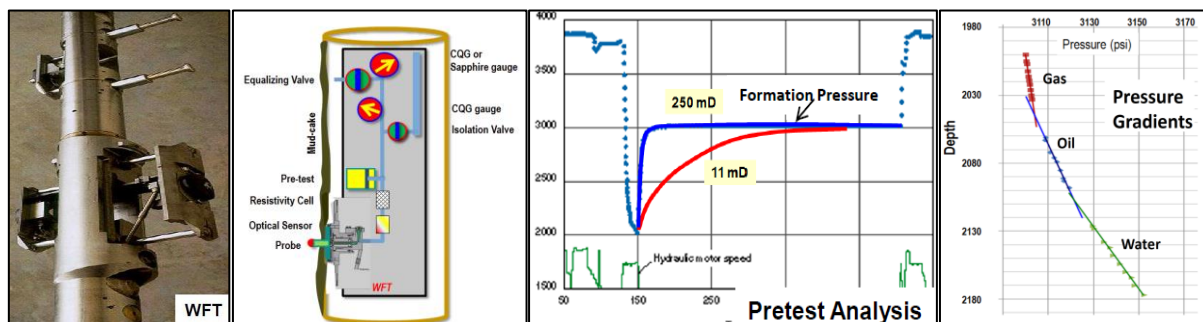


Figura 1 – Da esquerda para direita: 1) Ferramenta para testes de pressão a cabo MDT® (Modular Formation Dynamics Tester); 2) Desenho esquemático da ferramenta indicando componentes; 3) Exemplificação dos dados adquiridos em um ponto de *pretest*; 4) Exemplificação da campanha de *pretest*, indicando os gradientes de pressão dos fluidos do reservatório (NEXT TRAINING, 2019).

O conteúdo mineralógico das rochas foi avaliado a partir dos perfis especiais de Raios Gama Espectral Naturais e Espectroscopia de Raios Gama Induzidos por nêutrons. No GR_{espec} são identificadas respostas de raios gamas naturais da formação com individualização das proporções dos isótopos radioativos de K, Th e U e posterior conversão para a unidade de raios gama API (American Petroleum Institute). Já para o LGQ os produtos são curvas de composição elementar mássica da matriz rochosa. A partir daí estimou-se a mineralogia utilizando um modelo com proporções estequiométricas para as rochas carbonáticas do pré-sal.

As curvas de porosidade, permeabilidade absoluta e saturação de água foram calculadas a partir dos dados da ferramenta de RMN. Esta possui um magneto permanente que gera um campo magnético orientando paralelamente em sua direção os núcleos atômicos (*spins*) de hidrogênio presentes na composição da água e hidrocarbonetos. A esta magnetização longitudinal ao campo magnético permanente se relaciona o tempo de polarização (T_1). Após essa polarização a antena da ferramenta emite pulsos de radiofrequência perpendiculares ao campo magnético principal, gerando uma magnetização transversal. O tempo de decaimento desta magnetização é chamado de tempo de relaxação (T_2). A partir da relação de decaimento de T_2 com a amplitude do sinal é feito um processo de inversão onde é gerada uma distribuição de T_2 (Figura 2). A integral da curva distribuição de T_2 é a porosidade total da rocha. Os principais mecanismos atuantes na relaxação T_2 são as seguintes: 1) superfície: reflete a interação dos átomos com a superfície dos poros; 2) *bulk*: reflete respostas dos átomos no interior dos poros, mas sem contato com a parede dos mesmos e revela propriedades dos fluidos; 3) difusão: atuante na presença de gás.

No caso de uma rocha saturada somente por um tipo de fluido, a distribuição de T_2 estará ligada diretamente ao tamanho do espaço poroso. Fora essas condições, os mecanismos atuam separadamente em cada fluido presente no reservatório. Partindo-se da premissa de que a ferramenta de RMN lê a zona invadida por filtrado do fluido de perfuração é possível interpretar a distribuição de T_2 localizando as respostas de cada mecanismo e estimando as proporções de fluido adsorvidos, presos por capilaridade e os móveis do sistema poroso (Figura 2).

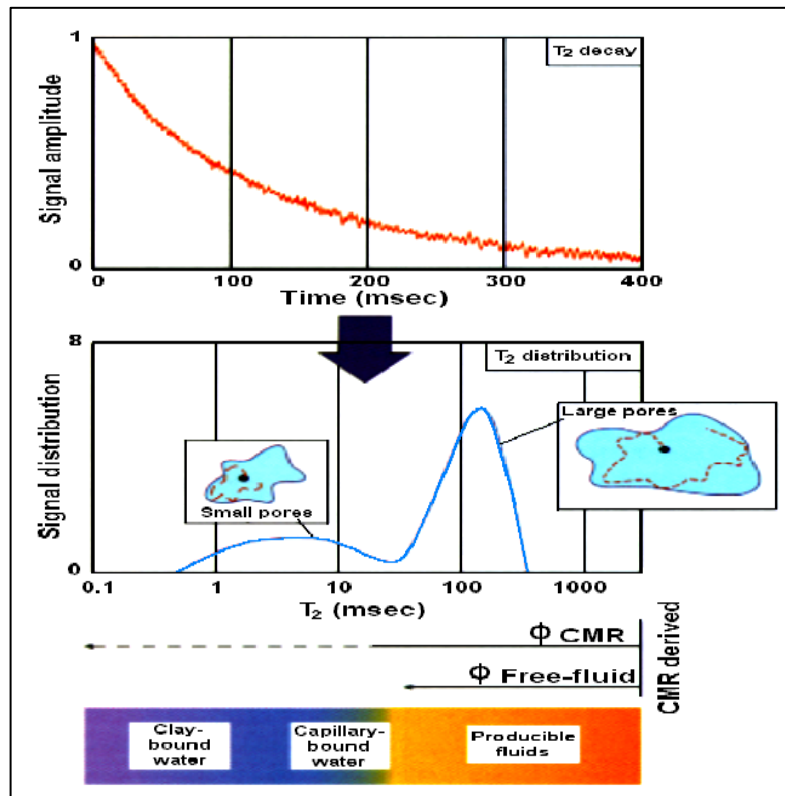


Figura 2 – Gráficos de dados da RMN. De cima para baixo: 1) Decaimento de T2; 2) Distribuição de T2 após processo de inversão, indicando as proporções dos tipos de poros (Schlumberger, 1997).

A porosidade que representa a proporção de fluido irreduzível (*bound fluid* - BF_RMN) e fluido livre *free fluid* – FF_RMN) denomina-se porosidade efetiva (Phie_RMN). Esta foi obtida a partir do somatório da distribuição de T2 acima de um *cutoff* de tempo associado à água dos argilominerais. No volume representado pela Phie_RMN foi possível separar as proporções de BF_NMR e FF_RMN a partir de outro *cutoff* de tempo. O BF_RMN aparece em tempos mais curtos, com o mecanismo de relaxação por superfície como o mais atuante, associado à microporosidade. Já o FF_RMN aparece em tempos mais longos, com o mecanismo de relaxação *bulk* do filtrado de perfuração como o mais atuante, e está associado aos poros maiores. Os dois *cutoffs* utilizados foram de 3 e 100 ms (milissegundos), padrões para rochas carbonáticas (Coates *et al.*, 1999).

A permeabilidade absoluta foi calculada a partir de modelos de Timur-Coates e SDR (*Schlumberger Doll Research*) (Coates *et al.*, 1999), a partir das Equações 1 e 2, respectivamente. Nelas utiliza-se as proporções BF_RMN, FF_RMN, a média logarítmica do T2 ($T2_{logmean}$) e os coeficientes empíricos a, b e c. Estes foram calibrados com os dados de petrofísica básica adquiridos em laboratório dos três poços.

$$K_{TIM} = a \left(\frac{FF_RMN}{BF_RMN} \right)^b \Phi^c \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$K_{SDR} = a (T2_{logmean})^b \Phi^c \quad \dots\dots\dots (2)$$

A saturação de água também foi calculada a partir do perfil de RMN. Partindo-se da premissa que o fluido molhante é a água e que toda a zona de HC está em condições de S_w irreduzível, associou-se a proporção de BF_RMN com a água (Equacao 3). Abaixo da zona de água livre, identificada pelos dados de pretest, estimou-se S_w como 100%.

$$S_{w_NMR} = \frac{BF_RMN}{\Phi_{ie_RMN}} \quad \dots\dots\dots (3)$$

Geoquímica orgânica

Os dados da cromatografia gasosa de alta resolução, processados pelo software Carburane®, permitem conhecer a natureza (*e.g.*, ciclo-alcanos, aromáticos) e quantificar os compostos leves do petróleo, que eluem entre as parafinas com apenas cinco átomos de carbono e chegando até quinze ($n\text{-C}_5$ a $n\text{-C}_{15}$). De posse destes compostos quantificados, razões são construídas de modo a buscar uma resposta a respeito da comunicação dos reservatórios em uma metodologia conhecida por *Fingerprinting*. Esse estudo utilizou amostras de petróleo obtidas por seis Testes de Formação a Cabo advindos dos três poços aqui analisados.

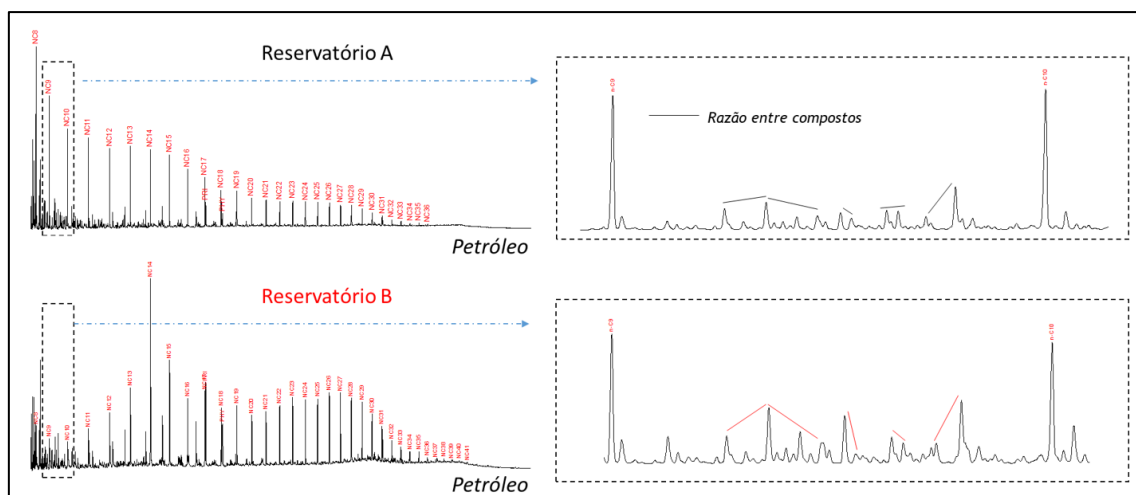


Figura 3 - Resultado de cromatogramas gasosos de amostras de petróleo pertencentes a dois reservatórios distintos. O zoom demonstra o resultado da cromatografia gasosa de alta resolução. Os compostos são quantificados e razões entre os hidrocarbonetos são montadas e comparadas.

A premissa básica utilizada nesse tipo de estudo é de que o reservatório se encontra homogêneo (Hwang, 1994). Ainda que se saiba que inúmeros processos podem perturbar essa premissa inicial (*e.g.*, biodegradação e gradação composicional), essa proposição é razoável na maioria dos casos. Cabe ressaltar que o resultado não é suficiente para afirmar, por si só, a comunicação hidráulica entre poços. O objetivo da análise é mitigar riscos relacionados ao desenvolvimento da produção e uma análise integrada é indispensável para adquirir um resultado robusto sobre o tópico.

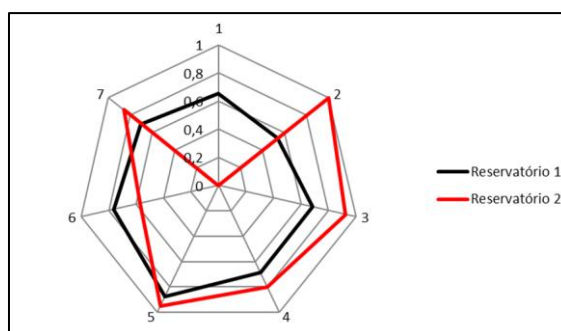


Figura 4 - Exemplo ilustrando um resultado hipotético da técnica de *Fingerprinting* comparando fluidos amostrados em dois reservatórios. As razões foram construídas e normalizadas quanto ao valor máximo para plotagem no diagrama estrela.

De posse das razões montadas entre os compostos interparafínicos, as mesmas são normalizadas (divisão pelo máximo) e plotadas em um diagrama estrela para melhor visualização dos resultados. Algoritmos

estatísticos (e.g., Análise por Componentes Principais - PCA; Análise por Dendrogramas Hierárquicos – HCA) podem ser utilizados a depender da conveniência do estudo.

Resultados e Discussão

A Figura 8 dos Anexos ilustra os *composites* dos três poços avaliados - 80m de zona de HC e 80m de zona de água - contendo 10 trilhas com dados de perfis geofísicos de poço, de pressão a cabo, resultados de laboratório e os produtos da avaliação petrofísica.

Identificação de fluidos e comunicação hidráulica

Os perfis de resistividade profunda (AE90), média (AE30) e rasa (AE10) mostram contatos HC/água em profundidades próximas. A ferramenta de indução tem um limite superior de leitura (por volta de 2000 Ohm.m) que dificulta a avaliação do alcance da zona invadida pelo filtrado de perfuração. A presença de HC na zona virgem provoca uma maior resistividade, que é reduzida no aquífero. Trechos com aumento de resistividade na zona de água são associados a redução de porosidade.

Os gráficos da Figura 5 ilustram os dados de pressão estática pela profundidade nos três poços avaliados. Nota-se um alinhamento geral dos pontos nos três poços e distinção de duas retas de tendência. O ponto de interseção entre essas retas corresponde à zona de água livre (*Free water level – FWL*), dividindo uma zona saturada por HC – porção superior – e uma zona saturada por água – porção inferior. O alinhamento geral dos dados de pressão sugere a comunicação hidráulica entre as regiões investigadas.

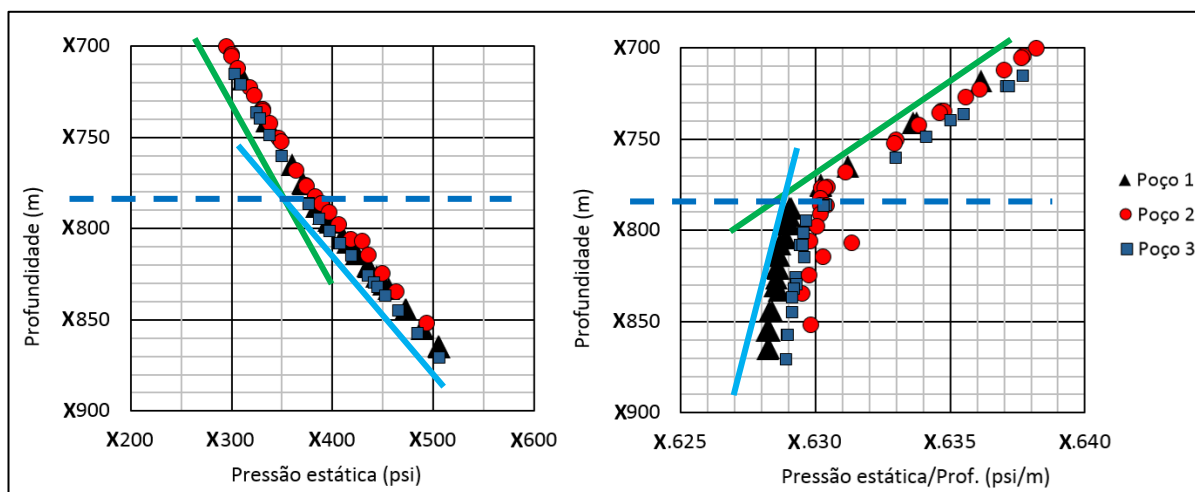


Figura 5 – Gráficos da pressão estática vs profundidade (esquerda) e da razão pontual pressão estática/profundidade vs profundidade (direita) nos três poços avaliados. A linha horizontal pontilhada em azul escuro indica a entrada na zona de água livre (FWL).

De modo a corroborar com essa hipótese, foram construídas oito razões usando dezesseis compostos advindos da cromatografia gasosa de alta resolução. Para evitar a influência do fluido de perfuração, foram usados compostos entre nC_6 e nC_{10} , variando entre isoparafinas, cicloalcanos e compostos aromáticos. O fluido de perfuração tem composição parafínica entre nC_{11} e nC_{16} e afeta os resultados da cromatografia gasosa. Os resultados estão sumarizados na Figura 6. A análise revela uma boa homogeneidade composicional entre as amostras, reforçando a hipótese de comunicação hidráulica entre as regiões investigadas.

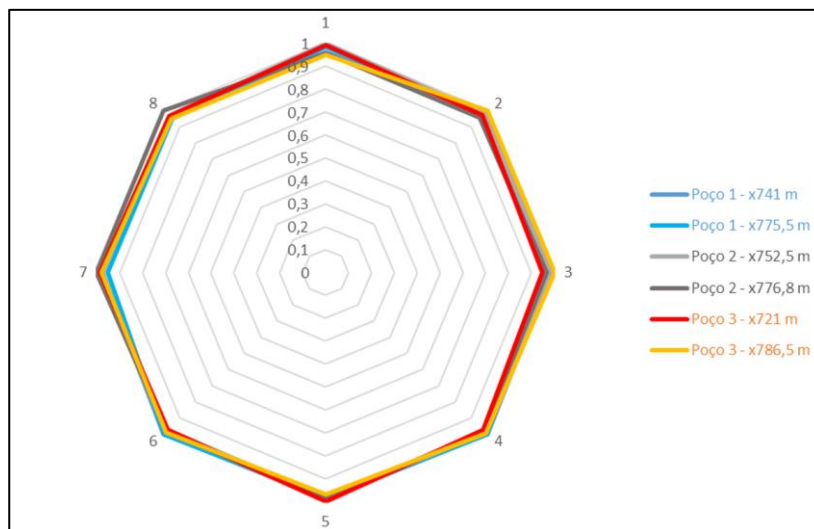


Figura 6 - Diagrama estrela contendo resultado da análise por *Fingerprinting* dos três poços analisados. A análise sugere comunicação entre as regiões investigadas nos três poços analisados.

Avaliação petrofísica

Os perfis GR_{spec} e LGQ revelam uma composição basicamente carbonática, com predominância de calcita, presença de dolomita e locais com concentração de silicificação. Os dados médios de porosidade total, permeabilidade absoluta e saturação de água calculados nas zonas de HC e água a partir do perfil de RMN são ilustrados na Tabela 1. O gráfico A da Figura 7 mostra que, apesar da dispersão, os resultados pontuais de Φ_{ie} em laboratório mostram uma boa concordância com as curvas de Φ_{iT_RMN} . Ressalta-se que a porosidade efetiva de laboratório representa os poros interconectados e assim preenchidos pelo gás no ensaio. Já a porosidade efetiva do perfil de RMN tem um conceito distinto, considerando a proporção de fluido irreduzível e livre.

Os gráficos B e C da Figura 7 mostram uma dispersão bem mais alta ao comparar os dados de Kabs de laboratório com as curvas calculadas pela RMN. Somada às limitações dos cálculos de Kabs a partir do RMN, a complexidade do sistema poroso em reservatórios desse tipo torna tal estimativa um desafio. Técnicas utilizando *rock typing* com estabelecimento de distintas equações, como a por FZI (*Flow zone Indicator*) de Amaefule (1993) pode ser uma das alternativas para dar maior robustez aos cálculos. Contudo a permoporosidade representada na maioria das abordagens está relacionada a propriedades de matriz dos reservatórios, falta contemplar trechos cavernosos e altamente vulgares.

As curvas de saturação de água não têm dados de laboratório para comparação. Uma das fontes de incerteza nos cálculos por RMN associa-se à possibilidade de molhabilidade mista nesse tipo de reservatório, que altera a interpretação dos mecanismos de relaxação e as proporções dos fluidos.

Tabela 1 – Médias de porosidade total, permeabilidade absoluta e saturação de água pelo RMN.

Poço	Zonas	Φ_{iT}	K_SDR (mD)	K_TIM (mD)	Sw
1	HC	14,8 %	21,1	20,1	14,3 %
	Água	12,3 %	7,7	7,6	-
2	HC	13,6 %	14,6	14,1	19,5 %
	Água	10,7 %	5,2	5,1	-
3	HC	15,2 %	22,6	21,3	17,5 %
	Água	12,4 %	12,4	11,9	-

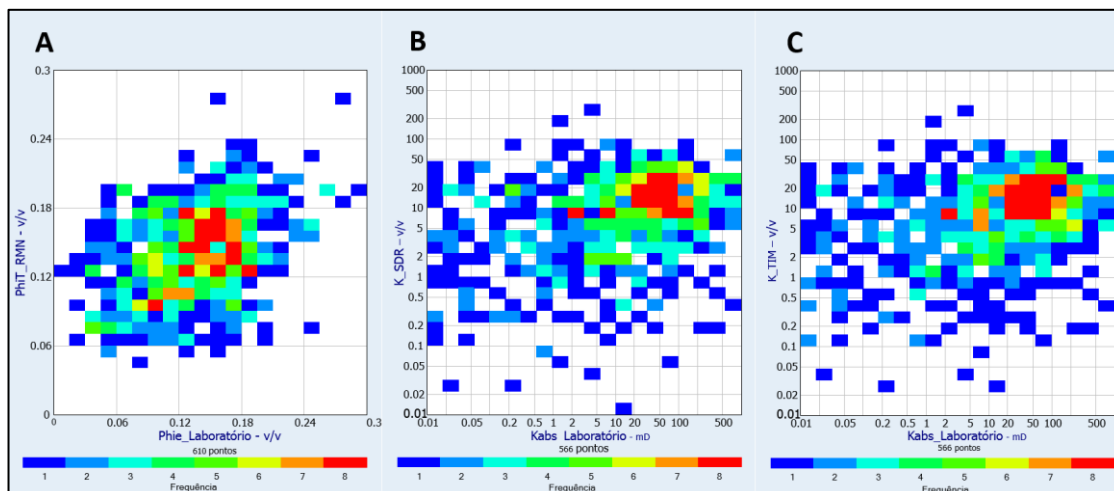


Figura 7 – Crossplots comparando dados de laboratório com curvas calculadas por perfis. A) Φ_{T_Lab} vs Φ_{T_RMN} ; B) K_{abs_Lab} vs K_{SDR_RMN} ; C) K_{abs_Lab} vs K_{TIM_RMN} .

Conclusões

A alta heterogeneidade textural das rochas carbonáticas do pré-sal torna a tarefa de correlação rocha-perfil mais complexa. Com isso, a integração de distintos tipos de dados ganha grande importância para aumentar a robustez da avaliação petrofísica. A metodologia *Fingerprinting* não tem uma aplicação frequente na indústria, mas pode atuar como valiosa ferramenta para reforçar as hipóteses de comunicação hidráulica, principalmente na fase exploratória, onde decisões a respeito do desenvolvimento de uma jazida precisam ser tomadas diante de poucos dados disponíveis.

Agradecimentos

Agradecemos a Petrobras S. A. pela permissão para publicação e apresentação do trabalho.

Referências Bibliográficas

- AMAEFULE, J. O., ALTUNBAY, M., KERSEY, D. G., KEE-LAN, D. K., Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored inter-vals/wells. SPE 26436, 1993
- ARCHIE, G. E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/942054-G., Dezembro, 1942,
- COATES, G.R., XIAO, L., PRAMMER, M.G, NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services, Houston, Texas 1999.
- ELLIS, D. V., SINGER, J. M. Well Logging for Earth Scientists. 2nd Edition, Springer, Berlin. 2007.
- HWANG, R. J., AHMED, A. S., MOLDOWAN, M. J. Oil composition variation and reservoir continuity: Unity Field, Sudan. Organic Geochemistry. Great Britain. Vol. 21, n. 2, pp. 171-188. Junho, 1994.
- NEXT TRAINING. Formation Pressure Evaluation: Acquisition and Interpretation. Acesso em: 14 de setembro de 2019. <http://www.nexttraining.net/Brochure/PP-TC2-NXT24680.pdf>.
- SCHLUMBERGER. Log interpretation charts. Houston, TX, p.279-281. 2013.
- SCHLUMBERGER. Well Evaluation Conference. Venezuela WEC 1997.

Anexo

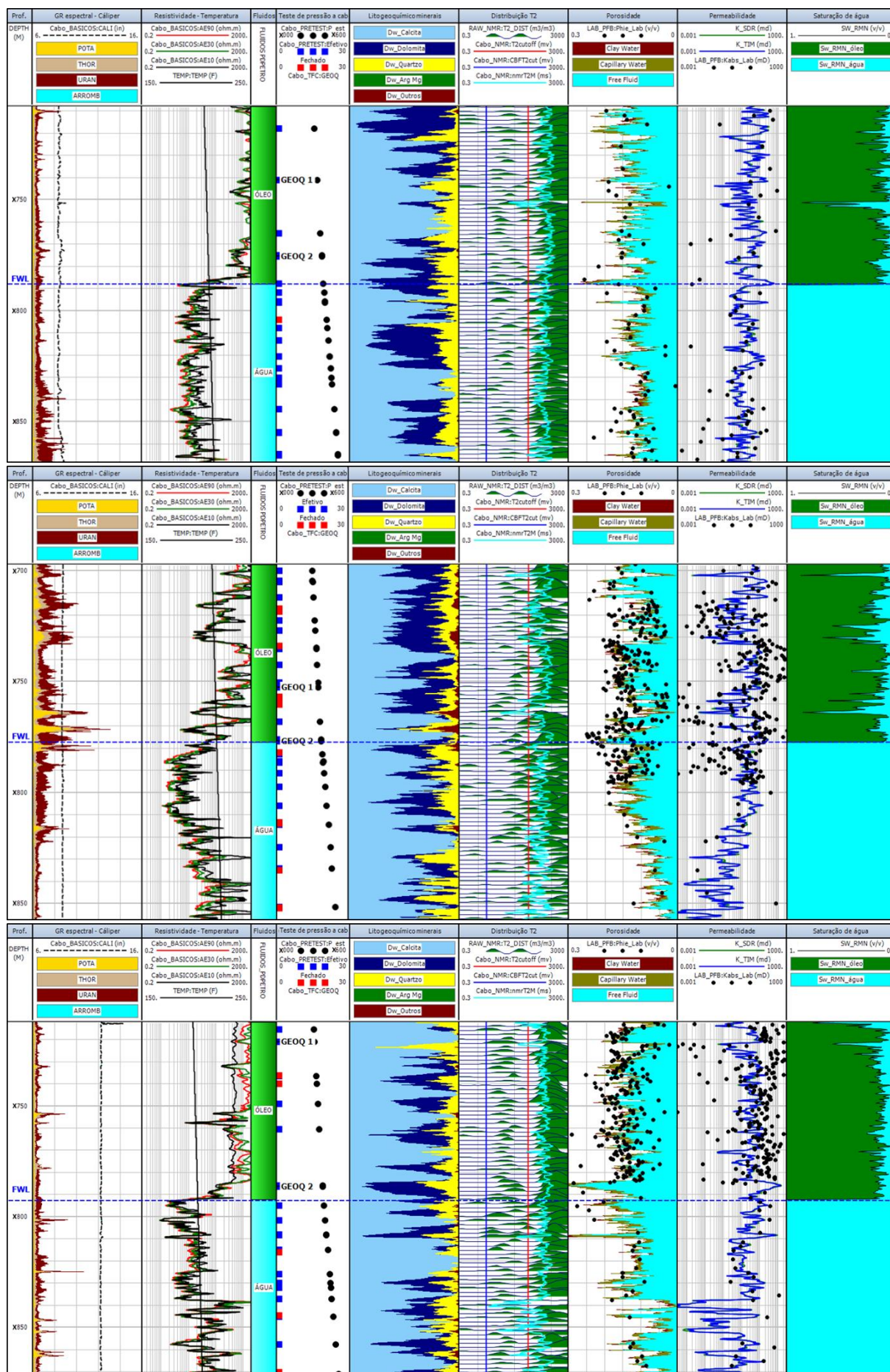


Figura 8 - Composites dos poços 1, 2 e 3 (de cima para baixo) ilustrando os dados em 80m da zona de HC e 80 da zona de água.