



Capítulo

11

Avaliação de formações nas descobertas do Pré-sal

AUTORES

Antonio Carlos de Freitas Nascimento¹ (acfn@petrobras.com.br), Ana Patrícia Cavalcanti de Castro Laier¹, Conrado Keidel¹, João de Deus Santos Nascimento, Paulo Sérgio Denicol

¹ Petrobras

Palavras-chave: Petrofísica, Testes Dinâmicos das Formações, Ressonância Magnética, Fluido de Perfuração Sintético a Base de N-Parafinas e Cromatografia Gasosa do Mudlogging.

RESUMO

A rigor o processo de “avaliação de formações” engloba o conjunto de disciplinas, incluindo a petrofísica e a interpretação de testes dinâmicos das formações, responsáveis pela identificação da presença de rochas reservatório, pela avaliação de reservatórios potenciais portadores de hidrocarbonetos e pela estimativa de volume das reservas de hidrocarbonetos. Este é um processo indissociável das grandes descobertas do Pré-sal do Atlântico Sul, pois é responsável pela caracterização petrofísica e determinação do potencial produtor dessas jazidas. Neste capítulo aborda-se a análise dos perfis corridos a poço aberto e a geração de perfis sintéticos, que possibilitaram a identificação dos reservatórios, além de descrever os métodos para a identificação e quantificação dos hidrocarbonetos e as técnicas para escolha e avaliação dos intervalos de interesse para hidrocarbonetos, no contexto dessa nova fronteira exploratória.

Ferramentas como o perfil de ressonância magnética e o perfil de nêutrons epitermais (medida do sigma da formação), métodos como a cromatografia gasosa do serviço de *mudlogging* e de determinação dos cortes de porosidade efetiva e saturação de água, técnicas como o cálculo de permeabilidade absoluta com auxílio de unidades de fluxo e o uso de fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas foram fundamentais para as descobertas e avaliação de formações dos reservatórios do Pré-sal. A criação de um ambiente propício para a perfuração e perfilagem dos poços, somada a técnicas e ferramentas adequadas ao desafio dessa nova fronteira exploratória, permitiu que petrofísicos e intérpretes de dados dinâmicos das formações, das gerências executivas de Exploração, Reservatório e do CENPES (Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello) chegassem a um conjunto robusto de dados petrofísicos que foram fundamentais na identificação e caracterização desses reservatórios.

1. INTRODUÇÃO

As técnicas de avaliação de formações consagradas para os turbiditos e carbonatos albianos da Bacia de Campos não permitiram a completa avaliação deste novo *play*, especialmente quanto à identificação de intervalos de interesse para hidrocarbonetos. Como identificar esses intervalos, quantificar seus volumes de hidrocarbonetos e investigá-los? Como responder a estas perguntas quando a situação era completamente distinta do “mundo” intergranular tratado com a equação de Archie (Archie, 1942)?

Apesar de algum conhecimento, em termos de avaliação de formações dos reservatórios com coquinas vulgares produtoras de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, seria necessário lidar e aprender a conviver com uma série de outros desafios trazidos pelos novos reservatórios do Pré-sal. Neste sentido, foram fundamentais o planejamento minucioso da programação de aquisição de dados, a aplicação de novas tecnologias de perfuração e de novas técnicas de interpretação de dados, tudo isso realizado por uma equipe composta por petrofísicos experientes imbuídos no objetivo de agregar valor ao processo exploratório.

Neste âmbito as tomadas de pressão estática e amostragem de fluidos da formação, através das ferramentas corridas a cabo, foram fundamentais, não somente para a caracterização dos fluidos das formações, mas também para a constatação de contatos entre fluidos e da extensão dos intervalos portadores de hidrocarbonetos. Igualmente

importante foi o uso do fluido de perfuração sintético, a base de n-parafinas, na perfuração dos poços da campanha exploratória do Pré-sal. Este fluido de perfuração, ao mesmo tempo que proporcionou as condições ambientais necessárias para a boa perfuração e perfuração dos poços, permitiu a amostragem conclusiva dos fluidos presentes nas formações (hidrocarbonetos e água). Trabalhos históricos, como os de Nascimento *et. al.* 2008 e Nascimento e Gomes 2008, resumem como a experiência, aliada às técnicas adequadas de avaliação de formações, foram determinantes para a descoberta do Pré-sal.

Finalmente, serão apresentadas as técnicas de petrofísica e de avaliação de testes dinâmicos das formações que auxiliaram na descoberta do Pré-sal. A apresentação destas técnicas será disposta em três grupos principais: (i) a identificação de reservatórios; (ii) a identificação e quantificação dos hidrocarbonetos; e (iii) a escolha e avaliação dos intervalos de interesse para hidrocarbonetos.

2. IDENTIFICAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Neste item serão apresentados os perfis com maior importância para identificação de reservatórios e sua caracterização no contexto do Pré-sal. Serão abordados desde os perfis tidos como básicos, tais como os perfis de densidade e nêutrons; passando pelo perfil acústico compressional e sua importância para a sintetização do perfil de ressonância magnética; o perfil de ressonância

magnética, causador da grande revolução na avaliação petrofísica dos reservatórios aqui abordados; o perfil de espectroscopia de raios gama (litogeoquímico) que possibilitou o acesso à composição química desses reservatórios, sobretudo no que diz respeito aos níveis de silicificação; e os perfis de imagens, verdadeiros “testemunhos” virtuais.

2.1. Perfis de densidade e nêutrons

No processo de avaliação petrofísica dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal, a primeira questão que surge é: o que é e o que não é reservatório?

O primeiro passo para se identificar as rochas reservatório de um determinado intervalo perfurado é quantificar a sua porosidade. Para esta tarefa, os perfis fundamentais são os de densidade e nêutrons. Uma vez que esses carbonatos, em seus níveis reservatórios, apresentam conteúdo argiloso desprezível, a porosidade total calculada, com base nos perfis de densidade e nêutrons, é equivalente à porosidade efetiva. Os níveis não reservatórios são ricos em argilas magnesianas.

O método de cálculo de porosidade total sugerido é o de análise gráfica entre os perfis de nêutrons e densidade (phindxp). Esse método elimina a necessidade de se conhecer *a priori* a densidade de matriz da rocha reservatório.

Cabe salientar que, nos intervalos não reservatórios e/ou microporosos, esse método de cálculo de porosidade total apresenta valores superestimados, devido à influência dos elementos absorvedores de nêutrons

sobre as medidas do perfil neutrônico. Adicionalmente, a presença de hidroxila (OH) na composição dos argilominerais também contribui para essa superestimação da porosidade total.

Para calcular a phindxp, primeiramente é necessário calcular a porosidade total, baseada no perfil de densidade (também conhecida como phiden), com densidade de matriz fixada em 2,71 g/cm³ (equação 01). Esta fixação de densidade de matriz em 2,71 g/cm³ não tem a ver com a investigação de carbonatos, mas sim com o fato de o perfil de nêutrons apresentar valores de porosidade, calibrados para uma matriz de rocha carbonática. Ambas as porosidades devem ser calculadas sob a mesma base de matriz mineral.

(equação 01).

$$\varphi_{den} = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right)$$

Onde:

- » ρ_{ma} : é a densidade da matriz mineral do reservatório (g/cc).
- » ρ_b : é a densidade *bulk* registrada pela ferramenta de perfilagem (g/cc).
- » ρ_f : é a densidade do filtrado do fluido de perfuração (g/cc).

É convenção entre petrofísicos, geólogos, geofísicos e engenheiros na Petrobras traduzir do inglês o termo *density* como densidade. A expressão de massa por unidade de volume em inglês é *density*, e esta, segundo

a ABNT, é massa específica. Densidade é uma grandeza adimensional por se tratar da razão entre uma massa específica e uma massa específica de referência. Em inglês, tal grandeza é referenciada como *specific gravity*. Feita esta observação, o texto utiliza densidade tal qual o jargão dos técnicos.

Na sequência, caso o fluido da formação seja óleo, calcula-se a média entre a porosidade total, calculada com o perfil de densidade e o perfil de nêutrons, para obter os valores de ϕ_{ndxp} (equação 02).

(equação 02).

$$\phi_{ndxp} = \left(\frac{\varphi_{densidade} + \varphi_{nêutrons}}{2} \right)$$

Caso o fluido da formação seja gás, será necessário utilizar a adaptação de Gaymard e Poupon (Shahnawaz, 2012), para obter os valores de ϕ_{ndxp} (equação 03).

(equação 03).

$$\phi_{ndxp}^2 = \left(\frac{\varphi_{densidade}^2 + \varphi_{nêutrons}^2}{2} \right)$$

Vejamos, na prática, como a ϕ_{ndxp} performa na análise dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal. Tomemos por base os exemplos dos poços “P” e “T1”.

O “P”, poço pioneiro do Pré-sal da Bacia de Santos, perfurado com fluido de perfuração a base de água, impôs dificuldades de avaliação petrofísica, advindas do fluido de perfuração do poço e do objeto de estudo em si (os complexos reservatórios carbonáticos).

Na composição de perfis da figura 2.1.1, se observarmos a relação entre os perfis de densidade e nêutrons (trilha 4), fica clara a influência de elementos absorvedores de nêutrons. O fato se reflete na curva de porosidade obtida por análise gráfica entre os perfis de densidade e nêutrons, a despeito das elevadas densidades registradas pelo perfil de densidade.

Algumas perguntas surgem, de imediato. Ora, se a densidade registrada é praticamente a densidade de matriz de carbonato, como a ϕ_{ndxp} poderia sugerir porosidade total entre 4% e 10%? As resistividades (maiores que 2000 ohm.m) (trilha 3) seriam efeito de hidrocarboneto, rocha com baixíssima porosidade ou os dois fatores somados? Os níveis porosos, abaixo de 6278 m, correspondem a um aquífero?

As respostas para essas perguntas não eram nada óbvias àquela altura (2005) e a investigação, direta, com a tentativa de tomada de pressão estática e amostragem de fluido da formação, ambas à cabo, constituíram-se num “voo” praticamente às cegas.

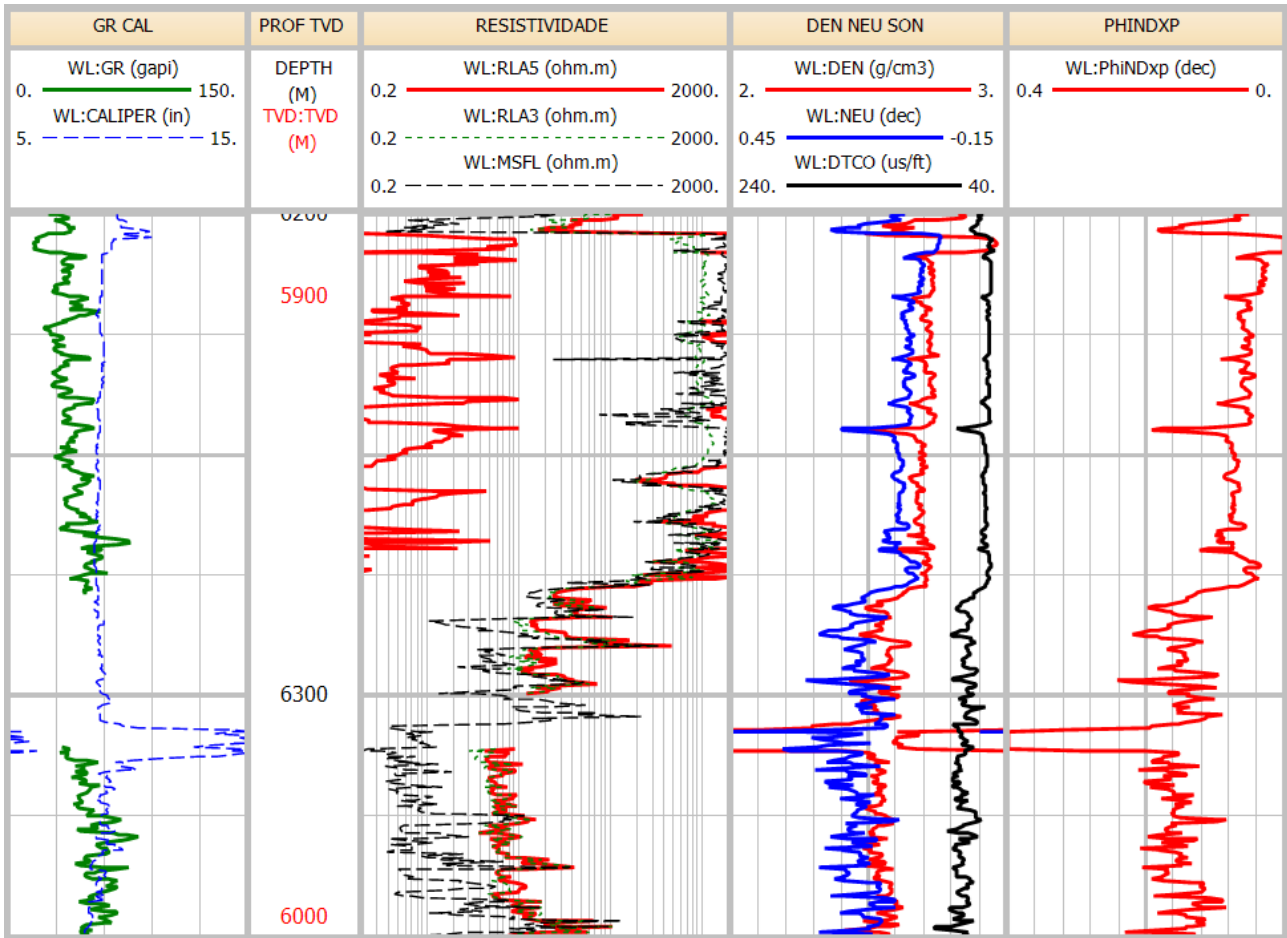


Figura 2.1.1: Composição de perfis para o poço “P”. Observar o efeito de elementos absorvedores de nêutrons, no resultado da phindxp, e a dúvida acerca da ocorrência, ou não, de reservatórios, somente com base na relação da curva de phindxp, com os demais perfis.

O “T1”, poço perfurado com fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas, e que viria a ser o descobridor do Pré-sal da Bacia de Santos, da mesma forma que o “P”, apresenta as mesmas questões relacionadas à ocorrência de reservatórios e fluidos. Observe, na composição de perfis da figura 2.1.2, como os registros de perfis

entre esse poço e o “P” são similares. Res-salva feita para a relação entre os perfis de densidade e nêutrons (trilha 4), nos intervalos com resistividade mais elevada. Aqui, não se vê efeitos de elementos absorvedores de nêutrons sobre o perfil neutrônico. Porém, as dúvidas de avaliação petrofísica permanecem.

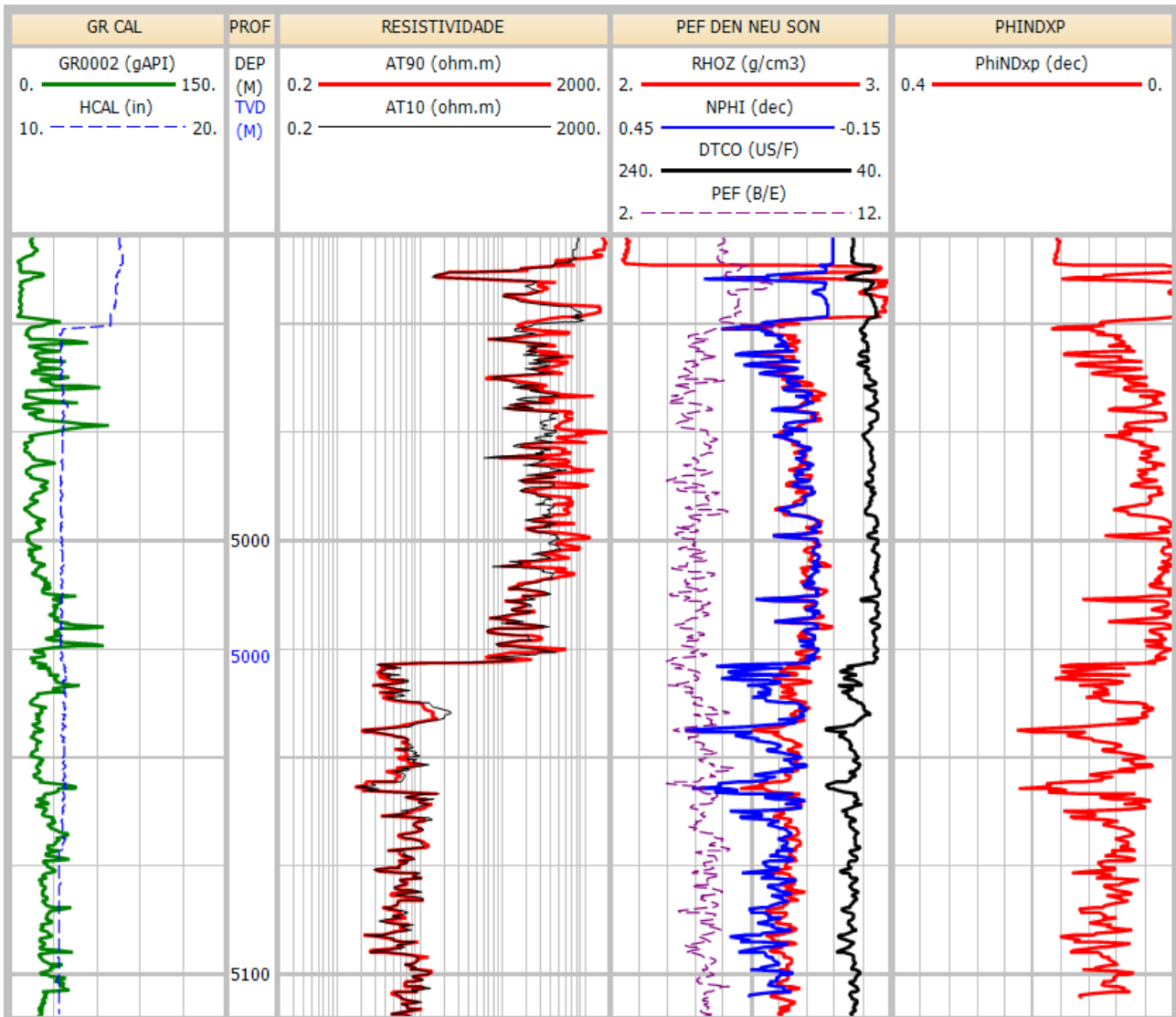


Figura 2.1.2: Composição de perfis para o poço “T1”. Acima da cota -5000 m, configura-se uma zona de interesse para hidrocarbonetos? Abaixo dessa cota, há um aquífero?

Por essas razões, fica evidente que calcular uma curva de porosidade e associá-la ao perfil de resistividade não seria suficiente para avaliação petrofísica desse tipo de reservatório.

2.2. Perfil de ressonância magnética

Para solucionar o problema que se apresentava e, doravante, revolucionar a maneira pela qual se realizava a avaliação petrofísica,

foi utilizada a ferramenta de ressonância magnética.

Os primeiros registros com perfil de ressonância magnética na Petrobras remontam ao ano de 1997 (nove anos antes da descoberta do Pré-sal).

No poço pioneiro “T1”, além da utilização de ferramenta de perfilagem mais moderna, as condições ambientais (poço perfurado com fluido sintético a base de

n-parafinas) permitiram bom diagnóstico dos reservatórios com base no perfil de ressonância magnética.

Apesar de apresentar resultado básico, de fácil entendimento, o perfil de ressonância magnética é bastante complexo, não somente em teoria, mas também em execução e processamento.

A fundamentação teórica dessa forma de medir porosidade está relacionada ao fato de todos os fluidos presentes nas formações possuírem prótons de hidrogênio. Ocorre que estes prótons de hidrogênio, inicialmente, se encontram dispersos no meio poroso. O que a ferramenta de ressonância magnética faz é aplicar um campo magnético sobre a formação, de maneira a orientar estes prótons de hidrogênio (dos fluidos no espaço poroso), segundo esse campo magnético. Para que estes prótons de hidrogênio produzam um sinal magnético mensurável, a ferramenta de ressonância magnética aplica um campo

magnético oscilatório (ressonância) que faz com que os hidrogênios sejam inclinados em relação ao eixo principal de orientação. A partir da remoção desse campo oscilatório, o sinal magnético gerado pelos hidrogênios decai (decaimentos) com velocidade que depende do tamanho dos poros, e/ou da viscosidade dos fluidos, e/ou do coeficiente de difusão molecular. Este procedimento é repetido, seguidamente, para que os hidrogênios possam emitir uma série de sinais magnéticos mensuráveis chamados de ecos. A amplitude inicial deste sinal representa o conteúdo em hidrogênio, que é proporcional à porosidade total do meio (Coates *et al*, 2001). A porosidade total obtida deste perfil, ao contrário dos perfis de densidade e nêutrons, é tida como matriz independente.

Após o processamento dos decaimentos, tem-se uma série de formas de ondas referenciadas em tempo, sobre as quais serão aplicados cortes de tempo, em milissegundos, que possibilitarão discriminar as porções porosas do meio (figura 2.2.1).

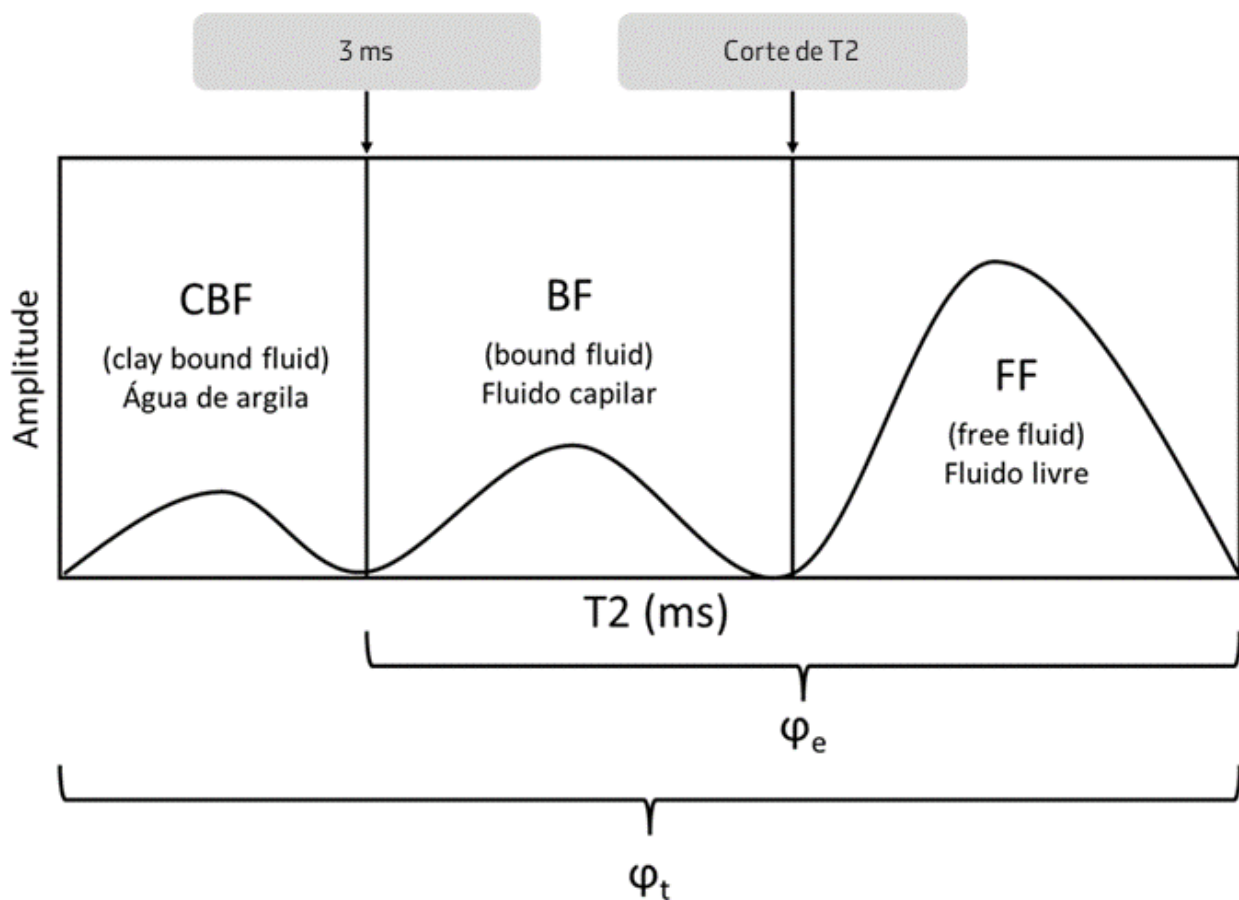


Figura 2.2.1: Esquema de discriminação do meio poroso, a partir dos cortes de T2, sobre o dado do perfil de ressonância magnética processado. O conteúdo em argila é discriminado pela porção da *wavelet*, abaixo dos 3 ms; a fração com fluido capilar associado aos menores poros é calculada pela seção da *wavelet*, entre 3 ms e 100 ms (no caso de carbonatos); e o “perseguido” fluido livre, associado aos poros grandes, é obtido da parcela de *wavelet*, acima dos 100 ms.

A saturação de água irreduzível é calculada com base na relação do volume de fluido capilar e porosidade efetiva (equação 04). Esta propriedade petrofísica é proporcional à saturação de água irreduzível da rocha reservatório, para o caso de invasão por filtrado de fluido de perfuração à base de óleo.

(equação 04)

$$Swi_e = \frac{(\varphi_e - FF)}{\varphi_e}$$

Onde:

- » Swi_e : saturação de água irreduzível efetiva (.dec).
- » φ_e : porosidade efetiva (.dec).
- » FF : fluido livre (.dec).

Retornando aos exemplos dos poços “P” e “T1”, será que agora, com a utilização do perfil de ressonância magnética, seria possível sanar as dúvidas acerca da avaliação petrofísica? A resposta é: sim!

Observe, no caso do “P” (figura 2.2.2), que o intervalo superior, de resistividade acima dos 2000 ohm.m, possui baixíssima porosidade total, sem aparentes níveis de interesse para

hidrocarbonetos e com algum volume de poros pequenos.

Esses poros pequenos são saturados por água salgada, que possui muito cloro, o que vem a ser o principal elemento químico absorvedor de nêutrons. Por isso, a influência sobre o perfil neutrônico.

Já o intervalo abaixo de 6278 m não se trata de um aquífero. Na verdade, esse intervalo consiste em rochas microporosas com argila e porosidade total mais elevada. Por esta razão, as resistividades apresentam-se reduzidas. Mais uma vez, têm impacto os efeitos da água salgada retida na microporosidade e na argilosidade (argilas magnesianas).

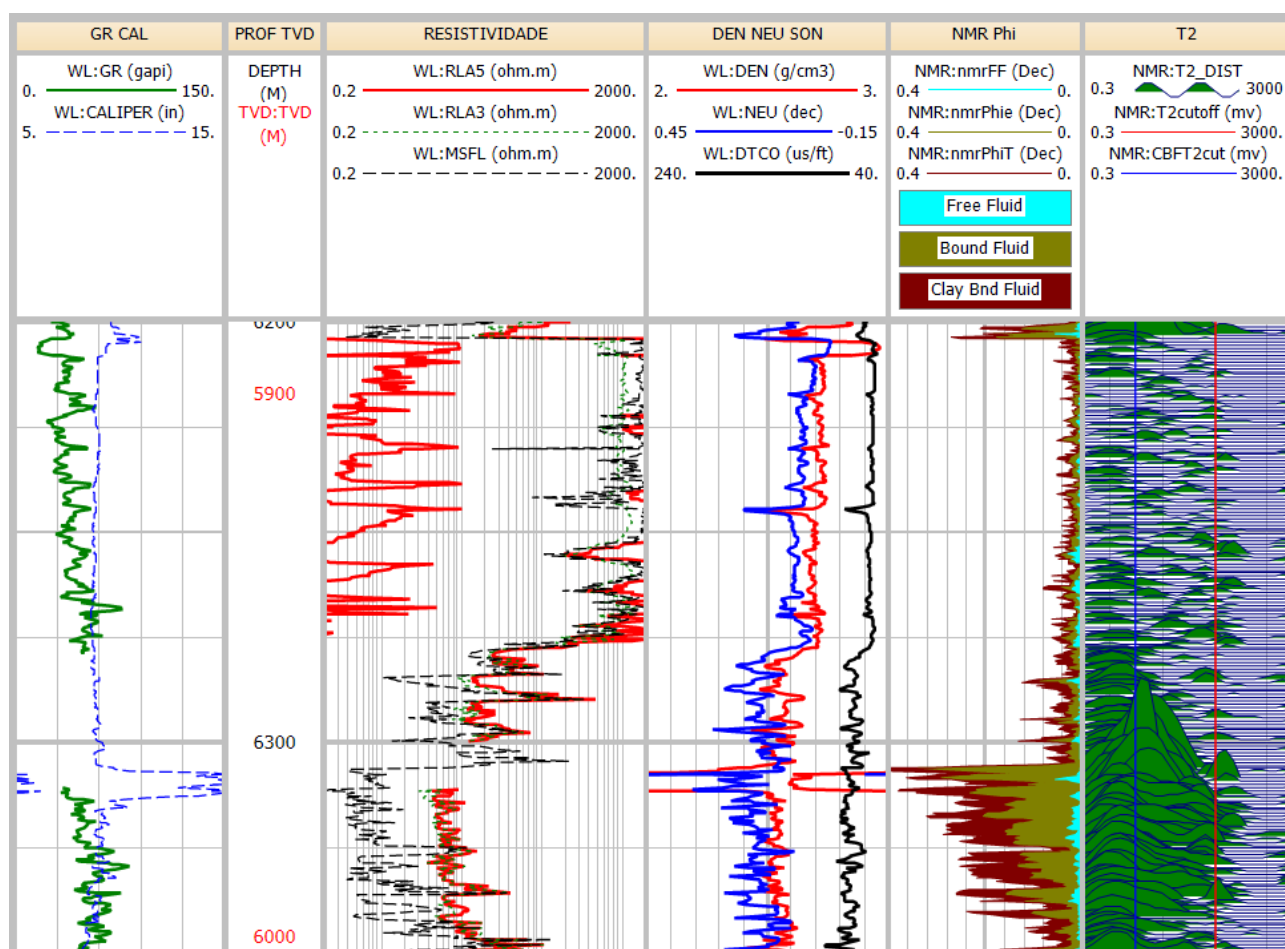


Figura 2.2.2: Composição de perfis do poço “P”. Notar, na trilha 5, que tanto para as mais altas resistividades, quanto para as resistividades reduzidas, não há ocorrência de reservatórios (não há fluido livre).

O caso do poço “T1” se tornou especial justamente porque, nesse poço, o perfil de ressonância magnética levou à descoberta do Pré-sal da Bacia de Santos.

À luz do que se conhecia dos carbonatos albianos da Bacia de Campos e de outros

prospectos, em outras bacias sedimentares pelo mundo, reservatórios como esse, com porosidade efetiva média de 5% para o intervalo poroso total com hidrocarbonetos, deveriam ser descartados como de interesse para produção.

Veja na figura 2.2.3, na trilha 5, como acima da cota -5000 m, a despeito da baixa porosidade efetiva média, todo o intervalo perfilado apresenta fluido livre, em proporções consideráveis,

o que acarreta saturação de água irreduzível baixa. Essa é a condição ideal, não somente para o acúmulo de hidrocarbonetos, mas também para a sua mobilidade no meio poroso.

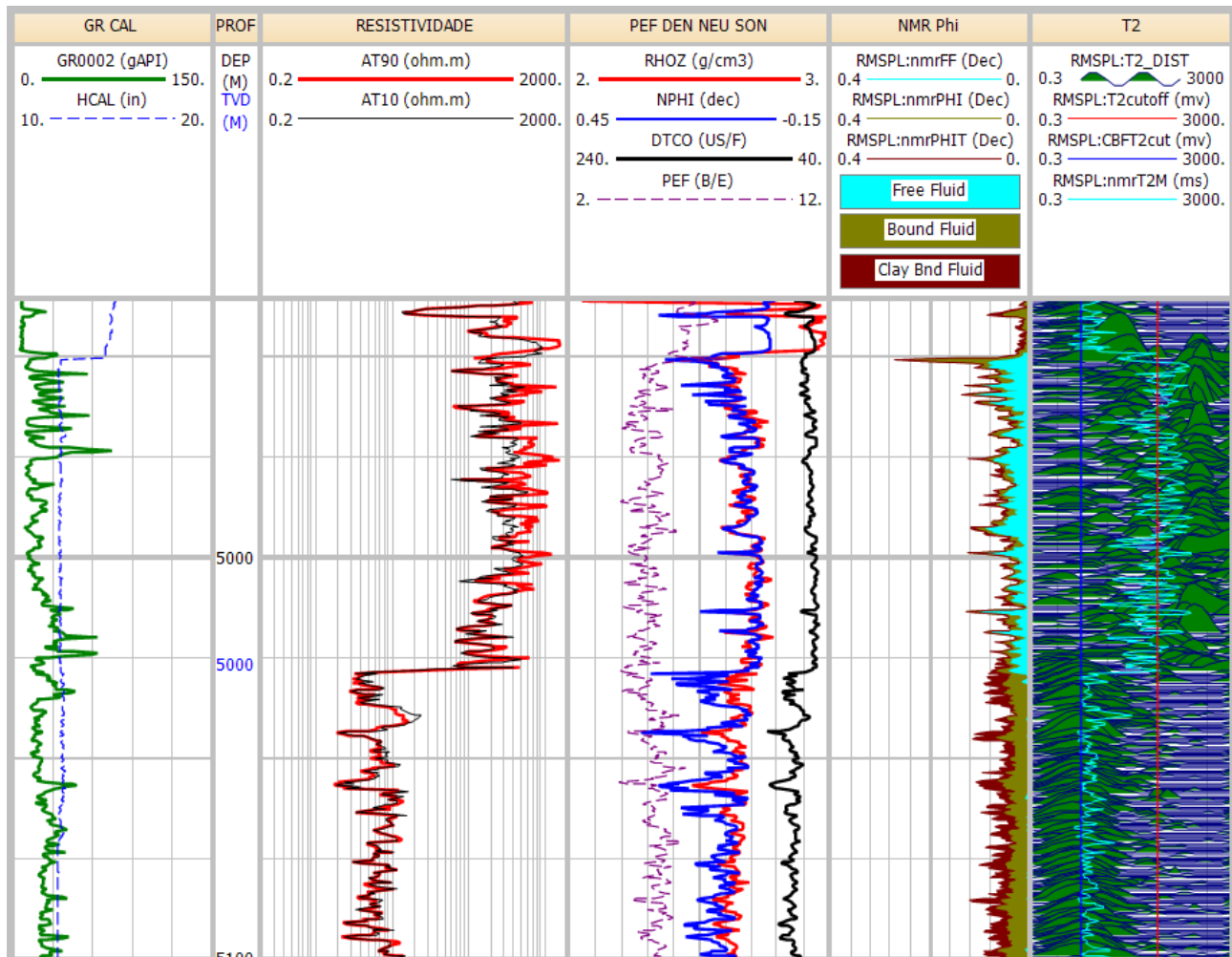


Figura 2.2.3: Composição de perfis do poço "T1". Observe, na trilha 5, a ocorrência de reservatórios acima da cota -5000 m e a presença de intervalo não reservatório, abaixo dessa cota.

A partir dessas conclusões, alcançadas através da análise do perfil de ressonância magnética, em conjunto com os demais perfis, a equipe de petrofísica da Exploração, na sede da companhia, capitaneada pelos petrofísicos João de Deus Santos Nascimento e Paulo Sérgio Denicol, definiu a continuidade operacional no poço. Decisão que culminou por comprovar a presença e mobilidade

de hidrocarbonetos, a partir de tomadas de pressão estática e de amostras de fluido da formação. Estava descoberto o Pré-sal da Baía de Santos.

Assim como no poço "P", o intervalo de baixa resistividade, abaixo da cota -5000 m, não se configura em aquífero. Mais uma vez, tem-se intervalo predominantemente microporoso.

O caso do poço "T1" mostra o quanto a petrofísica foi importante para a descoberta do Pré-sal da Bacia de Santos.

Vale recordar que o intervalo que veio a ser a descoberta do Pré-sal da Bacia de Santos (imediatamente abaixo da camada de sal) não foi previsto como objetivo, nem sequer como reservatório. Os objetivos foram reservatórios em sequências mais profundas.

Esse caso mostrou que o uso da ferramenta certa, no objeto de estudo propício à sua aplicação e uma equipe de petrofísicos bem capacitados e experientes, culminou na descoberta de uma das maiores províncias petrolíferas do século XXI.

As descobertas técnicas feitas com o uso do perfil de ressonância magnética levaram a

uma série de revisitas a poços previamente perfurados. Dentre esses, o poço "J", na Bacia de Campos, o primeiro poço a produzir óleo da camada Pré-sal.

Este poço foi abandonado em 2002 e permaneceu nessa condição até o advento da descoberta do Pré-sal na Bacia de Santos, em 2006. Pelo resultado que se atribuiu ao poço, segundo relatório enviado a ANP, esta área teria sido devolvida, não fosse a existência do campo de petróleo no Pós-Sal.

Após reentrada no poço "J" e perfilagem do intervalo de interesse para hidrocarbonetos na Formação Macabu, constatou-se a ocorrência de reservatório no Pré-sal, tal qual observado em "T1", a partir do perfil de ressonância magnética, como mostrado na figura 2.2.4.

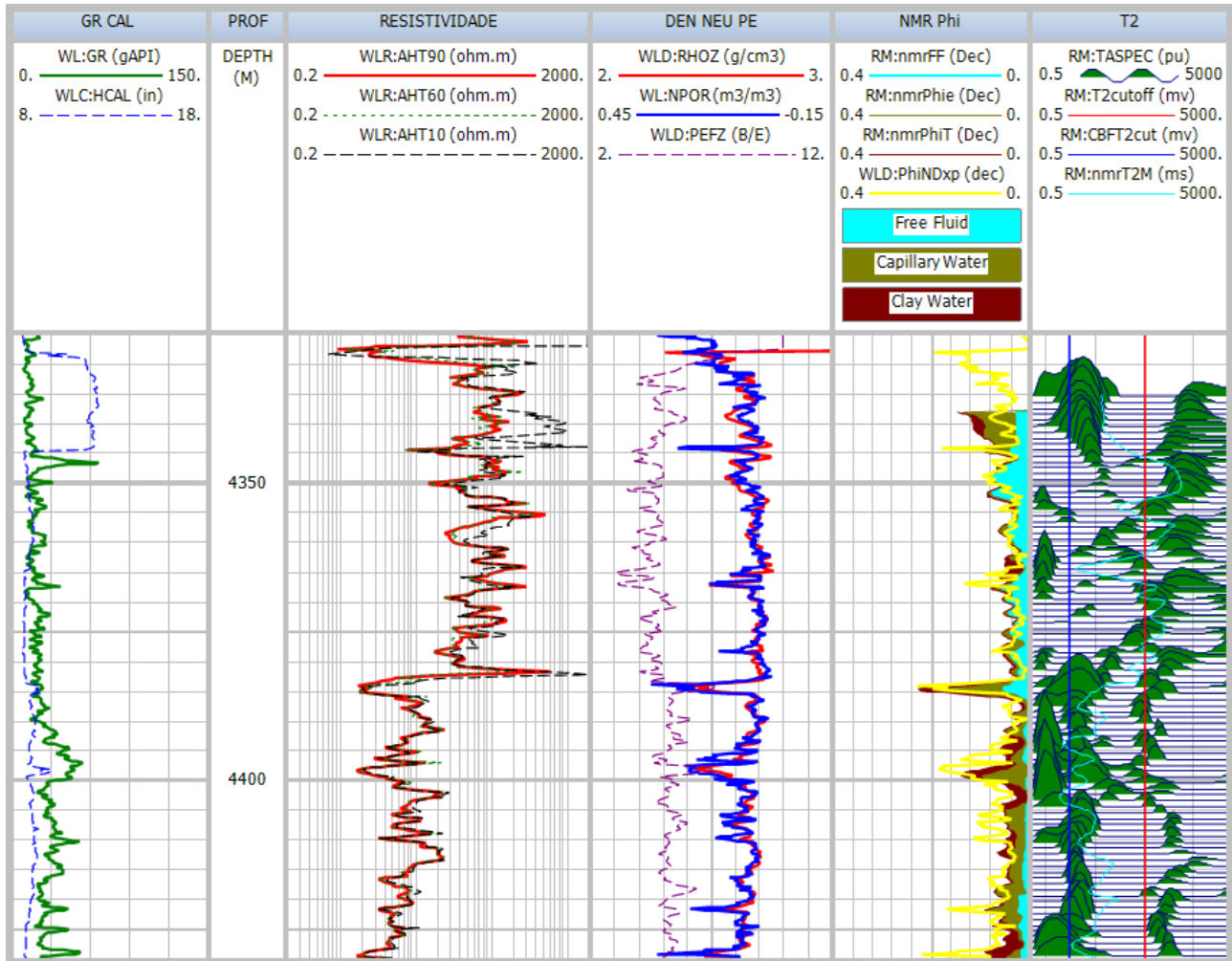


Figura 2.2.4: Composição de perfis do poço “J”. Na trilha 5, as porosidades discriminadas pelo perfil de ressonância magnética, em confronto com a phindxp (em amarelo). Observe que, sob a ótica de avaliação petrofísica, anterior ao evento Pré-sal e, apenas, com a phindxp, as dúvidas de avaliação petrofísica, levantadas, anteriormente, se repetem aqui.

2.3. Perfil de Ressonância Magnética Sintético

Com o avanço da campanha exploratória do Pré-sal, não só o ferramental de perfis foi evoluindo, mas também o conhecimento e as técnicas de avaliação petrofísica.

A primeira grande revolução, em termos de investigação por perfis, foi o desenvolvimento da ferramenta de ressonância magnética em LWD (*logging while drilling*). Ocorre que, em sua primeira versão, esta ferramenta foi

desenhada para correr em poços com diâmetro de 8.5 polegadas. Caso fosse perfurado poço com diâmetro de 12.25 polegadas, não seria possível obter o perfil de ressonância magnética em tempo real.

Para atender a esta necessidade e reconhecer a ocorrência de reservatórios, nos carbonatos do Pré-sal, Nascimento e Denicol (2010) desenvolveram uma técnica para sintetização do perfil de ressonância magnética, baseada na adaptação do cálculo de porosidade vulgar de Nurmi (1984) (equação 05).

(equação 05)

$$\varphi_{vug} = 2 \times (\varphi_{den} - \varphi_{son})$$

Onde:

- » φ_{vug} : porosidade vugular (.dec).
- » φ_{den} : porosidade total, calculada com o perfil de densidade (.dec).
- » φ_{son} : porosidade total, calculada com o perfil sônico compressional (.dec).

A base teórica, utilizada por Nurmi, para que se acessasse a porosidade vugular, residia no fato de que o perfil de densidade investiga a formação, de maneira volumétrica, e o perfil sônico necessita de caminhos (“pontes”) para que a onda compressional viaje pela formação. Logo, a diferença entre as duas porosidades, oriundas dos perfis de densidade e sônico, seriam justamente os poros móldicos, ou *vugs*.

A arquitetura do meio poroso das rochas do Pré-sal é distante daquilo que poderia ser considerado como intergranular. Partindo dessa premissa, Nascimento e Denicol (2010) testaram a equação de Nurmi, nos

reservatórios do Pré-sal, com o intuito de acessar os maiores poros, representados nos perfis de ressonância magnética pelo fluido livre. Após diversos testes, chegou-se a um fator multiplicador capaz de generalizar a estimativa de mesoporosidade e macroporosidade, em qualquer tipo de fácies carbonática, abaixo da camada de sal (equação 06).

(equação 06)

$$\varphi_{macro} = 4 \times (\varphi_{ndxp} - \varphi_{nsxp})$$

Onde:

- » φ_{macro} : mesoporosidade e macroporosidade (.dec).
- » φ_{ndxp} : porosidade total, calculada com os perfis de densidade e nêutrons (.dec).
- » φ_{nsxp} : porosidade total, calculada com os perfis sônico e nêutrons (.dec).

Veja na figura 2.3.1, como o perfil de ressonância magnética sintético resolve qualitativamente, com boa correspondência com o perfil original, a identificação dos intervalos reservatórios e não reservatórios.

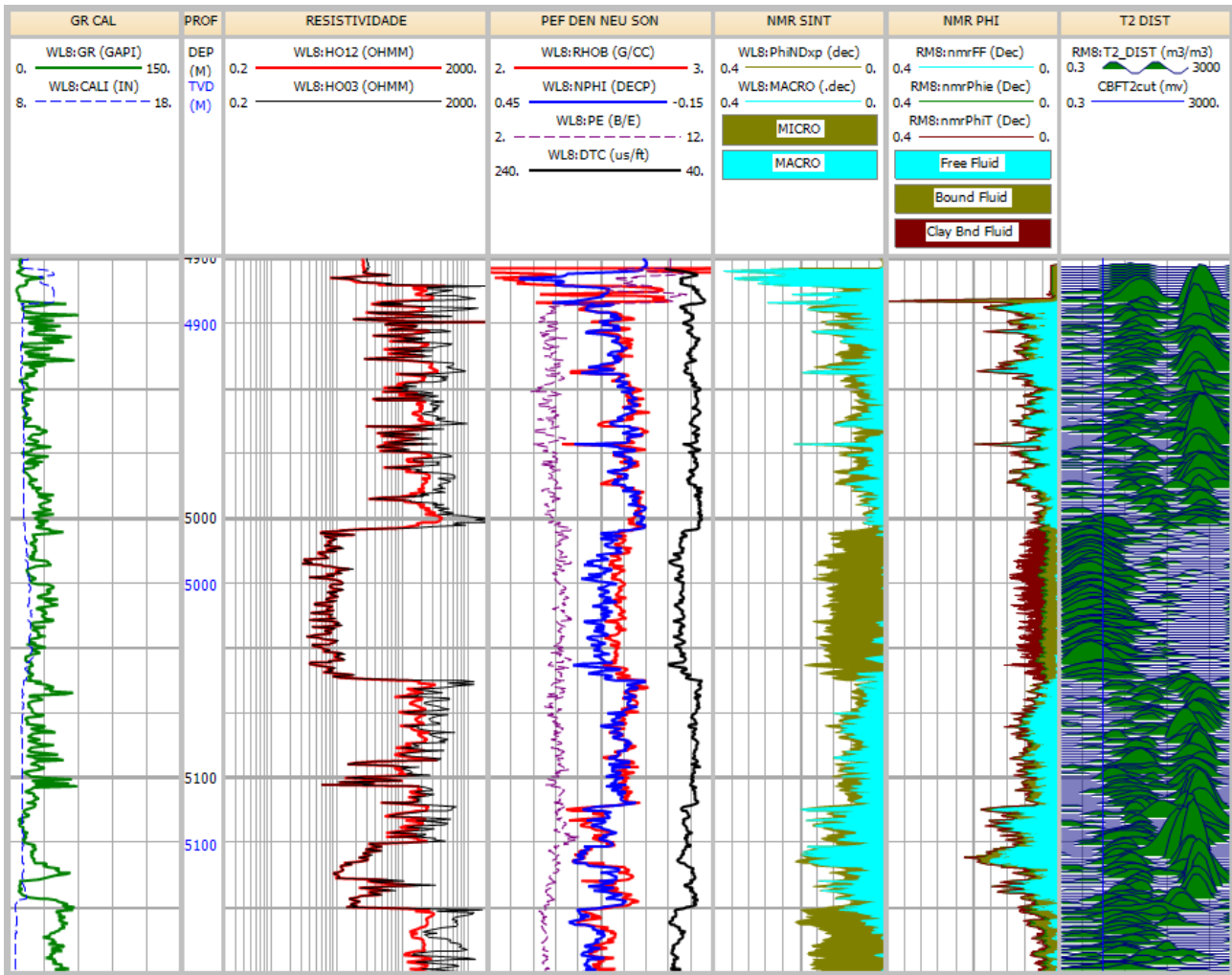


Figura 2.3.1: Composição de perfis do poço "T2". Na trilha 5, o perfil de ressonância magnética sintético. Na trilha 6, o perfil de ressonância magnética original, efetivamente adquirido. Notar as similaridades entre ambos.

O desenvolvimento dessa técnica supriu a inexistência, à época, do perfil de ressonância magnética em LWD, para poços com diâmetro de 12.25 polegadas, e possibilitou a reavaliação de reservatórios em poços perfurados e não contemplados com o perfil de ressonância magnética.

2.4. Perfis de espectroscopia

Conhecido na Petrobras como perfil litogeoquímico, trata-se da espectroscopia ou espectrometria dos raios gama resultantes da captura de nêutrons pela formação. Este perfil é

utilizado, principalmente, para determinação da matriz mineral das rochas carbonáticas do Pré-sal e como auxiliar no cálculo de saturação de água por sigma da formação. Em associação ao perfil de fator fotoelétrico, este perfil tornou possível o acesso ao nível de silicificação que ocorre em todas as rochas no contexto do Pré-sal.

Uma vez que um nêutron tenha perdido a maioria de sua energia devido a interações com os átomos na formação, esse alcança seu nível de energia termal. Eventualmente, o nêutron é capturado por um átomo, o que origina um isótopo diferente do mesmo

elemento pela adição do nêutron ao seu núcleo. Parte da energia desse processo é liberada na forma de raios gama e é característica do elemento do qual foi liberada.

Ao medir o espectro de raios gama emitidos das formações, após terem sido bombardeadas por nêutrons de alta energia, a composição elementar das formações pode ser determinada.

Para uma dada ferramenta de perfilagem e configuração de detector, cada elemento tem uma distribuição característica de raios gama chamada espectro padrão de elementos.

A técnica conhecida como *spectral stripping*, um tipo de regressão por mínimos quadrados,

é utilizada para decompor a medida do espectro nas proporções relativas dos vários espectros padrão de elementos. Essa técnica fornece os *yields* (proporção volumétrica de cada elemento) relativos dos vários elementos na ferramenta de perfilagem, no poço e na formação.

Um modelo de fechamento de óxidos (equação 07) é utilizado para converter os *yields* relativos dos elementos em concentração de elementos, para que seja possível realizar interpretações quantitativas. O elemento alumínio não é medido e precisa ser calculado a partir de correlações oriundas de dados de rocha (equação 08).

(equação 07)

$$F \left(X_{Si} \frac{Y_{Si}}{S_{Si}} + X_{Ca} \frac{Y_{Ca}}{S_{Ca}} + X_S \frac{Y_S}{S_S} + X_{Ti} \frac{Y_{Ti}}{S_{Ti}} + \dots X_{Fe} \frac{Y_{Fe}}{S_{Fe}} \right) = 1$$

Onde:

- » Y_i : *yield* relativo do elemento i .
- » S_i : sensibilidade do elemento i à medida de captura de nêutrons.
- » X_i : fator de associação de óxidos utilizado para converter o elemento ao seu óxido apropriado ou óxido e elementos relacionados (para silício e titânio, este termo simplesmente converte o silício para SiO_2

- e o titânio para TiO_2 ; para o cálcio, o modelo assume que o cálcio está como CaCO_3).
- » F : fator de normalização que compensa o fato do cloro, do hidrogênio e do *background* da ferramenta de perfilagem serem eliminados da análise e os *yields* serem relativos e divididos pelas suas sensibilidades.

(equação 08)

$$Al_{calculado} = 0,39 * (100 - 2,139Si_{medido} - 2,497Ca_{medido} - 1,99Fe_{medido})$$

A partir do modelo de óxidos, é possível calcular os pesos secos (equação 09) de cada elemento e, conseqüentemente, a densidade dos grãos e o sigma da matriz.

(equação 09)

$$W_i = F \frac{Y_i}{S_i}$$

Onde:

» W_i : a fração em peso do element i .

É praxe, na avaliação petrofísica dos reservatórios do Pré-sal, trabalhar com os elementos alumínio, ferro, silício, magnésio (quando perfilado e processado), cálcio e enxofre, para acessar a matriz mineral das rochas carbonáticas e delimitar a anidrita da base da seção evaporítica quando possível. Numa análise simples e direta, uma das formas de processar este tipo de perfil ocorre pela normalização desse conjunto de elementos (figura 2.4.1).

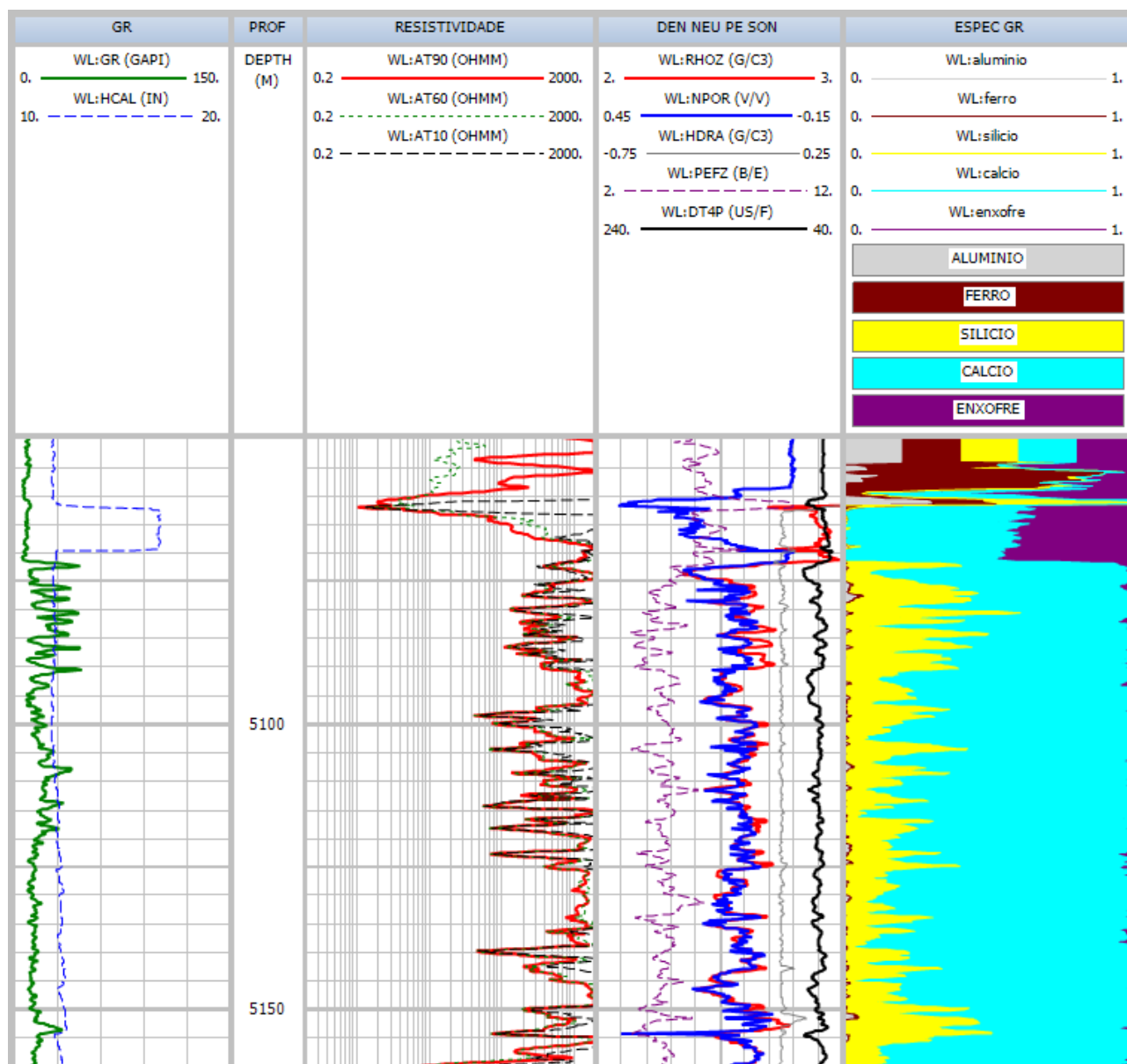


Figura 2.4.1: Intervalo reservatório perfilado com perfil de espectroscopia de raios gama no poço “SS”. Observar na última trilha a presença de silicificação e a delimitação da anidrita basal pela ocorrência de enxofre.

2.5. Perfis de Imagem

2.5.1. As ferramentas de imagem elétricas ou resistivas a cabo

As ferramentas de imagem elétricas ou resistivas a cabo podem ser subdivididas em microrresistivas para fluido de perfuração base água (i.e. condutivo) (Ekstrom M. P., Dahan, Chen, & Rossi, 1986) (Safinya, Le

Lan, Villegas, & Cheung, 1991) (Seiler, King, & Eubanks, 1994), microrresistivas (Cheung, *et al.*, 2001) (Howard, Elliot, & Lockman, 2007) (Lofts, Evans, & Dymmok, 2002) e de impedância resistiva (Bloemenkamp, *et al.*, 2014) (Itskovich, Corley, Forgang, & Le, 2014) para fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas.

Em comum todas têm o fato de utilizar uma sonda com quatro, seis ou oito braços mecânicos nas extremidades dos quais estão presos os patins.

Em cada patim das ferramentas elétricas, há um arranjo de eletrodos também chamados de botões, que atuam de acordo com o princípio físico da ferramenta.

Nas ferramentas microrresistivas para fluido condutivo (figura 2.5.1), as primeiras a serem desenvolvidas ainda na década de 80, há em geral um arranjo de 24 e 25 eletrodos com 0,2 polegadas de diâmetro, distribuídos em duas fileiras com sobreposição lateral, de forma que cada centro de eletrodo fique distante apenas 0,1 polegadas dos adjacentes, quando visto em planta.

Essas ferramentas usam o mesmo princípio físico dos perfis de mergulho, que consiste na focalização passiva da corrente elétrica emitida pelos eletrodos, quando, durante a aquisição, o patim está em contato com a formação. Nessas ferramentas quase toda a superfície do patim emite corrente para a formação, excetuando-se pequenos anéis isolantes ao redor dos eletrodos.

A corrente dos eletrodos possui dois componentes, um de alta resolução, inversamente proporcional à microrresistividade da rocha imediatamente na frente do mesmo, e outro de baixa resolução, que corresponde à resistividade da rocha, ao longo do caminho percorrido pela corrente na formação, até que ela retorne para o eletrodo superior da

ferramenta, passando pelo fluido condutivo no poço.

Em geral essas ferramentas fornecem uma medida não calibrada, que para aplicações petrofísicas quantitativas, tais como cálculo de abertura e porosidade de fraturas e de porosidade secundária de *vugs*, tem que ser calibrada com uma curva de microrresistividade rasa.

Nos anos 2000, duas tecnologias foram desenvolvidas para a aquisição de imagens microrresistivas em fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas: a primeira tecnologia (figura 2.5.1), que utiliza dois eletrodos injetores de corrente alternada, situados na parte superior e inferior de cada patim, e dois eletrodos medidores da diferença de potencial elétrico situados na porção mediana do mesmo; e a segunda tecnologia, que utiliza o acoplamento capacitivo para ultrapassar a barreira do fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas e fazer a medida da corrente da formação.

Nos anos 2010, surgiram as ferramentas híbridas e as ferramentas de impedância resistiva também para o ambiente de fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas. As ferramentas híbridas são aquelas capazes de serem usadas em fluido de perfuração a base de água e, em determinadas condições, também em fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas.

As ferramentas de impedância resistiva são caracterizadas por seis ou oito braços e

patins. Algumas dessas ferramentas foram desenvolvidas para o ambiente de baixa resistividade e baixo contraste de resistividade. Em função da resistividade da formação, as ferramentas de impedância resistiva utilizam altas frequências para minimizar a influência da impedância resistiva do fluido de perfuração na impedância resistiva dos eletrodos, de maneira que as medidas sejam mais representativas da impedância resistiva da formação.

Em relação às ferramentas acústicas, as ferramentas elétricas tiveram por muitos anos a desvantagem de produzirem imagens com cobertura parcial da parede do poço, mas a introdução das ferramentas de impedância com oito patins modificou esse cenário. Essas ferramentas possuem elevada cobertura da parede do poço, o que juntamente com a introdução de módulos de processamento, capazes de interpolar os registros, permitiu o preenchimento dos *gaps* que representam áreas onde os patins não passaram.

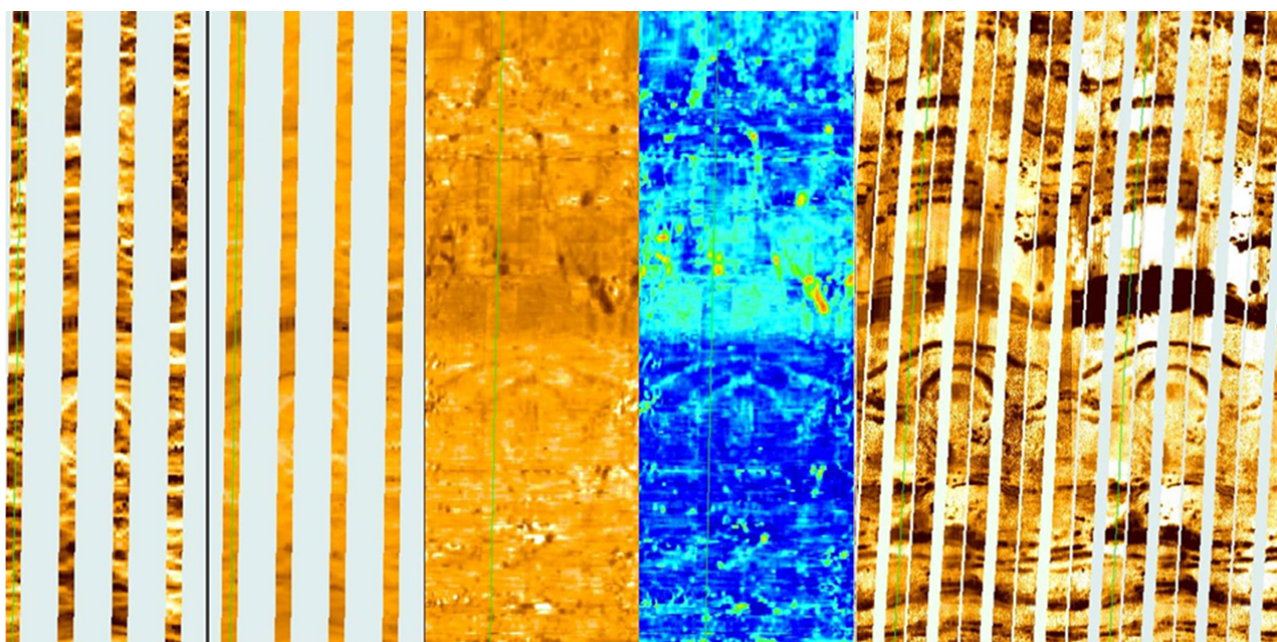


Figura 2.5.1: Da esquerda para a direita, perfis de imagem microrresistiva para base óleo (dinâmica e estática) e acústica (Estática com escala usual e estática com escala de cores *slowness*) adquiridas no poço JJ e microrresistiva para fluido de perfuração base água, adquirida no poço JJA.

2.5.2. As ferramentas de imagem acústicas ou ultrassônicas a cabo

As imagens acústicas ou ultrassônicas (figura 2.5.1) surgiram, ainda na década de 60, (Zemanek, *et al.*, 1969) (Zemanek, Glenn, Norton, & Caldwell, 1970), mas só se tornaram mais comuns com a introdução das ferramentas acústicas das companhias de serviço de perfuração em fins dos anos 80 e início dos anos

90 (Faraguna, Chace, & Schmidt, 1989) (Seiler, Edmiston, Torres, & Goetz, 1990) (Zemanek, Strozeski, & Wang, 1990) (Hayman, Parent, Cheung, & Verges, 1994). Nessa tecnologia um transdutor piezoelétrico emite pulsos ultrassônicos enquanto é rotacionado com taxas de 3 a 12 rotações por segundo, à medida que a ferramenta é retirada do poço (Zemanek *et al.*; 1969, 1970). O pulso viaja pela lama

até a parede do poço, onde parte da energia é refletida de volta e, após viajar novamente pela lama, é captada pelo transdutor.

Nas ferramentas modernas são medidas a amplitude e o tempo de trânsito do pulso refletido. O tempo de trânsito em conjunto com a medida auxiliar da vagarosidade do fluido são usados para gerar a imagem do raio acústico. Assim, temos um total de três imagens dessas ferramentas: amplitude, tempo de trânsito e raio acústico.

2.5.3. A importância dos perfis de imagem nos reservatórios do Pré-sal

Os perfis de imagem estiveram presentes desde o início da campanha exploratória no Pré-sal. Foi a partir da análise de um perfil de

imagem microrresistiva em um poço perfurado sobre o Alto Externo na Bacia de Campos, em 2003, que os estromatólitos do então membro Macabu da Formação Lagoa Feia (Andar Alagoas/Aptiano) foram considerados pela primeira vez como “potenciais reservatórios para acumulações de hidrocarbonetos”. Com isto, foi recomendada a investigação de bioconstruções na linha de charneira do Alto Externo, as quais poderiam ser recifes constituídos por estromatólitos (Muniz *et al.*, 2004) (figura 2.5.2).

Os primeiros perfis de imagem registrados nos reservatórios do Pré-sal foram imagens microrresistivas adquiridas nos poços pioneiros P e T1. Essas imagens permitiram visualizar detalhes dos basaltos da Bacia de Santos como nunca vistos, bem como o caráter laminado das rochas (figura 2.5.3).

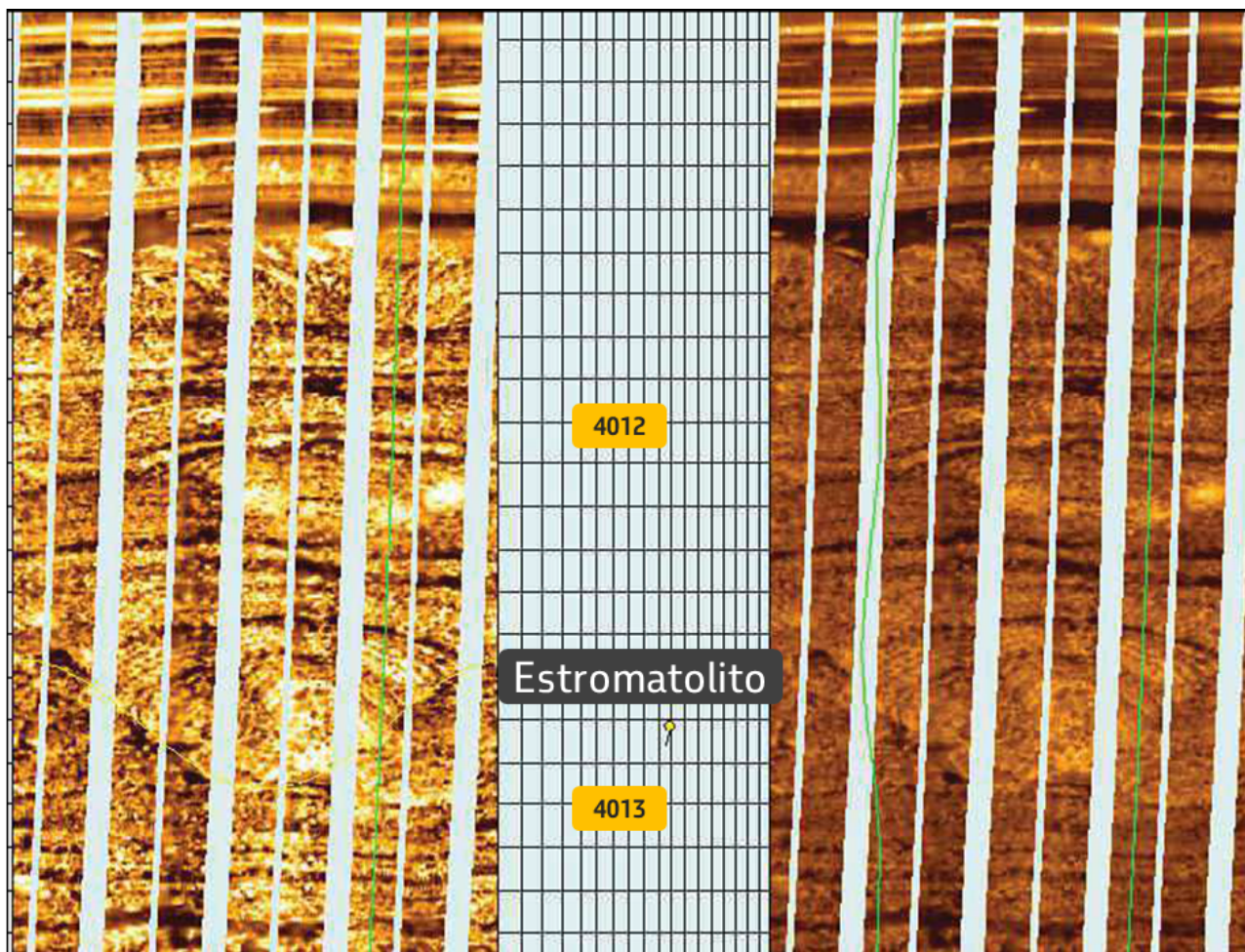


Figura 2.5.2: Perfil de imagem microrresistiva (adquirido em ambiente com fluido de perfuração condutivo) mostrando imagem dinâmica (esquerda) e imagem estática (direita), adquirido em poço perfurado no Alto Externo da Bacia de Campos em 2003, mostrando os estromatólitos do então Membro Macabu da Formação Lagoa Feia (figura original de Nuno André Pomar Couto em Muniz *et al.*, 2004).

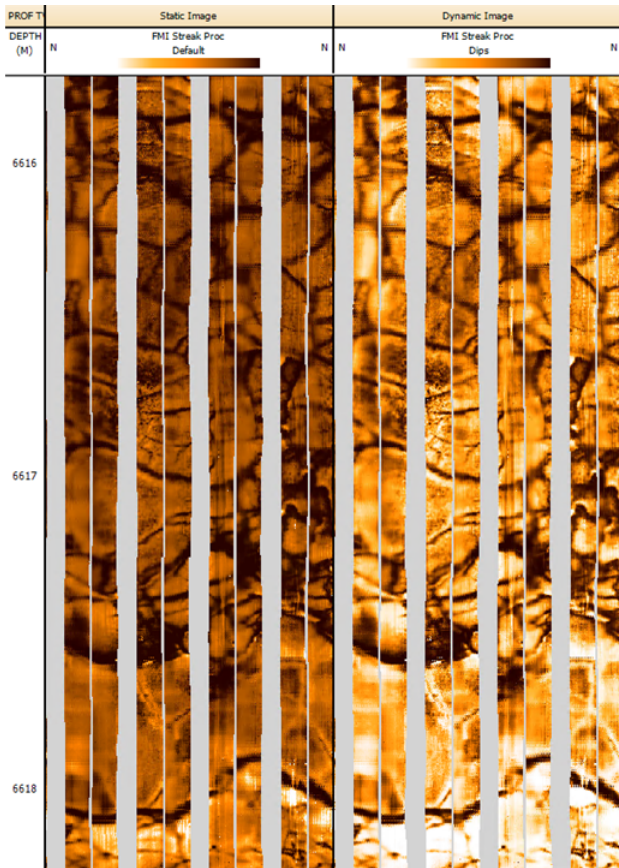


Figura 2.5.3: Perfil de imagem microrresistiva mostrando *pillow* lavas basálticas no poço P. Escala de profundidade a cada 1 metro (escala vertical). Poço de 8 1/2" (escala horizontal). Imagem estática à esquerda e dinâmica à direita.

Um perfil de imagem acústica chegou a ser adquirido na fase mais profunda do poço T1, mas não apresentou imagens de boa qualidade. Nos primeiros poços de extensão que foram perfurados e em todos os outros poços exploratórios que viriam depois, seria criada uma cultura de adquirir tanto a imagem microrresistiva quanto a imagem acústica, visto que estas se complementam.

Apesar da imagem das ferramentas microrresistivas para fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas ter uma resolução

menor, essas traziam seguramente a informação do mergulho das camadas, enquanto as imagens acústicas eram utilizadas para avaliação de fraturas naturais e de indicadores de tensões.

Inicialmente o desempenho das primeiras ferramentas de imagem microrresistiva foi decepcionante, quando comparado com as imagens do Pré-sal perfurado na Bacia de Campos com fluido de perfuração a base de água. Uma das soluções encontradas pela Petrobrás foi extrair mais informações do perfil de imagem acústica adquirido com alta resolução e a outra solução foi testar as ferramentas de imagem microrresistiva desenvolvidas para fluido de perfuração a base de água em poços perfurados com fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas.

O grande salto de qualidade da imagem acústica aconteceu quando se passou a registrar esse perfil com alta resolução. Quanto maior a frequência dos transdutores, maior será a resolução. Em contrapartida, quanto maior frequência dos transdutores, maior a atenuação da onda acústica no fluido de perfuração. Na avaliação de formações da Petrobrás, esse modo de aquisição se tornou o recomendado a partir dos primeiros poços do Pré-sal. Com isso foi possível adquirir imagens de alta resolução passíveis de serem usadas não só nas aplicações tradicionais, mas também em análises sedimentológicas, geomecânicas e petrofísicas.

2.5.4. Aplicações Petrofísicas de Perfis de Imagem

Mossinger (2009) e Mossinger *et al.* (2010) compararam pela primeira vez, em um poço do Pré-sal da Bacia de Santos, a contagem de espessura porosa saturada com hidrocarbonetos (*netpay*), obtida com o perfil de imagem acústica adquirido com alta resolução, com a já tradicional contagem utilizando o perfil de ressonância magnética.

A amplitude do eco refletido pela parede do poço é função do coeficiente de reflexão, o qual por sua vez é função do contraste de impedância entre o fluido de perfuração no poço e a rocha aflorante na parede do poço. A impedância dessa rocha é o produto de sua densidade por sua velocidade compressional e ambas as propriedades petrofísicas são influenciadas pela porosidade da rocha e por sua densidade de matriz, de forma que

as baixas amplitudes são associadas com maiores porosidades e as altas amplitudes são associadas com menores porosidades. Esse contraste de amplitudes torna possível a contagem de *netpay* por perfil de imagem acústica.

O *netpay* obtido com o perfil de imagem acústica foi 33% inferior ao obtido com o perfil de ressonância magnética (figura 2.5.4). Essa diferença foi atribuída, em parte, às diferentes resoluções verticais das ferramentas, tendo a ferramenta de ressonância utilizada uma resolução vertical de ~50 cm e a ferramenta de imagem acústica de amplitude uma resolução vertical intrínseca de 0,51 cm, ou seja, praticamente 100 vezes maior. Uma desvantagem apontada para a imagem acústica foi a de que esta identificava a seção de talco-estevensita como reservatório, o que não acontecia com o perfil de ressonância magnética.

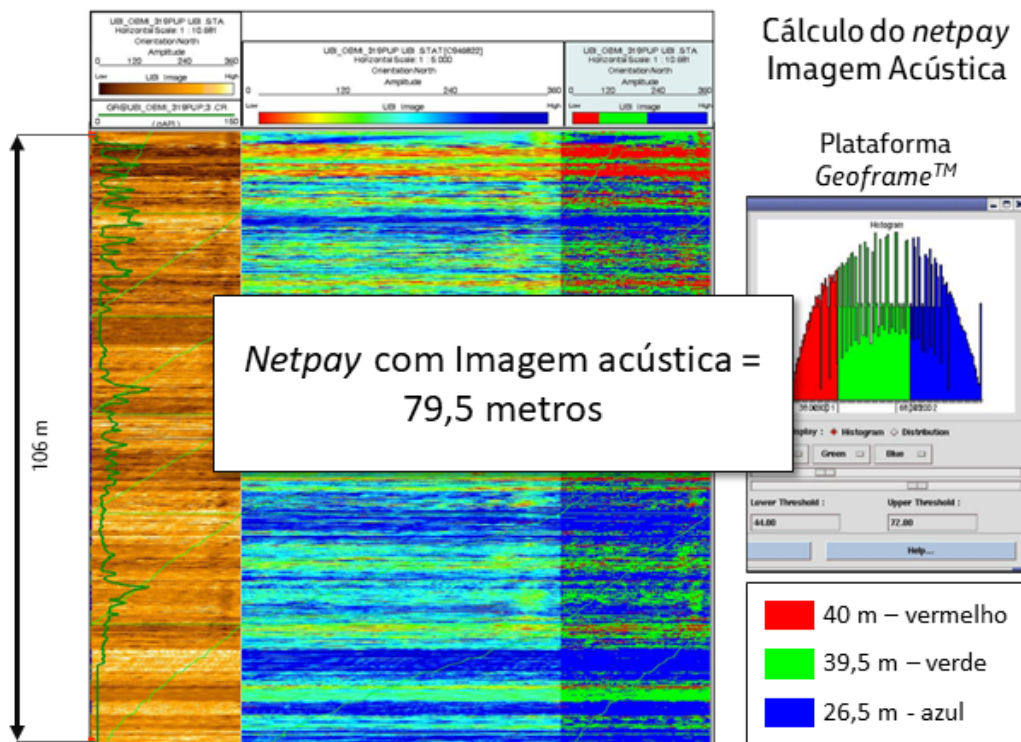


Figura 2.5.4: Contagem de *netpay* com perfil de imagem acústica (Mossinger, 2010).

Estimativas de permeabilidade e porosidade usando perfis de imagem acústica e microrresistiva híbrida foram calculadas por Fornero (2012), para o poço B perfurado com fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas.

Os perfis estimados de permeabilidade e porosidade foram criados a partir de dados de amplitude acústica e condutividade e foram correlacionados com dados de petrofísica básica de permeabilidade e porosidade obtidos a partir de plugs de testemunho.

Os perfis estimados a partir da amplitude recobriram apenas o intervalo do testemunho, mas os perfis criados a partir da imagem resistiva recobriram todo o intervalo a poço aberto. O resultado com a produção desses dois perfis de permeabilidade com alta resolução foi considerado satisfatório à época.

Menezes de Jesus *et al.* (2016) desenvolveram um método quantitativo de estimativa da permeabilidade a partir do perfil de imagem acústica, integrado com os perfis de porosidade da ferramenta de ressonância magnética, obtendo uma calibração com a permeabilidade da matriz medida em laboratório e com a permeabilidade estimada nos testes de formação a poço revestido. Neste trabalho, imagens de amplitude acústica com alta resolução capazes de detectar a textura e as estruturas das rochas dos carbonatos (microbiais) do Pré-sal foram corrigidas para o efeito da excentricidade na aquisição e segmentadas em classes de permeabilidade de matriz e de poro (figura 2.5.5) dentro da resolução da ferramenta (0,508cm * 0,543cm) usada na aquisição da imagem.

A matriz de rocha foi dividida em três classes de permeabilidade: MAT 0 - matriz com alta amplitude e impermeável (amarelo); MAT 1 - matriz com amplitude intermediária e baixa permeabilidade (vermelho); e MAT 2 - matriz com baixa amplitude e alta permeabilidade (azul). As menores amplitudes ocorrem na classe PORO, que engloba tanto os megaporos de Choquette e Pray (1970) dentro da resolução da ferramenta (tamanho entre 0,543 cm e 25,6 cm) como os poros com dimensões acima de 25,6 cm, que foram introduzidos pelos autores como "gigaporos".

Na classe poro encontram-se estruturas geológicas tais como fraturas, *vugs*, condutos e cavernas, mas também qualquer artefato de parede preenchido por fluido de perfuração diminuindo a amplitude, tais como *breakouts*, fraturas induzidas de diversos tipos e marcas de ferramentas (ex.: marcas de amostras laterais, marcas de borrachas de testadores a cabo e etc). Esses artefatos são removidos antes do processo de segmentação, para evitar atribuir multiplicadores de permeabilidade a estruturas não geológicas.

Para estimar a permeabilidade usando os perfis de imagem segmentados, primeiro são extraídas as frações de cada classe de permeabilidade (Figura 2.5.5). Em seguida, os autores utilizaram uma equação com estrutura do tipo Timur-Coates, a qual atribui uma relação de potência entre permeabilidade e porosidade e onde valores de porosidade total provenientes do perfil de ressonância magnética são atribuídos a cada uma das classes contendo algum tipo de permeabilidade, obtendo-se ao final uma permeabilidade da imagem (equação 10).

(equação 10)

$$K_i = (A * PHIT_{RNM}^B * FM_{1i}) + (C * PHIT_{RNM}^D * FM_{2i}) + (E * FP_i)$$

Onde:

- » K_i : permeabilidade da imagem (mD).
- » A, B, C, D e E : coeficientes de ajuste que distinguem o impacto de cada classe de permeabilidade.
- » $PHIT_{RNM}$: porosidade total medida pelo perfil de ressonância magnética nuclear (.dec).
- » $FM1, FM2$ e FP : frações, respectivamente, das classes de permeabilidade de matriz $M1, M2$ e de poro.

Os coeficientes A, B, C, D e E são obtidos a partir de um algoritmo de otimização que utiliza o método estatístico *simulated annealing* (Kirkpatrick *et al*, 1983) para minimizar o erro entre a permeabilidade estimada a partir da imagem (K_i) e a permeabilidade absoluta (K_{abs}), medida em plugs de testemunho e amostra lateral (equação 11).

(equação 11)

$$E_{total} = \frac{1}{N} \sqrt{\sum_{prof=prof1}^{prof N} [\log(K_{abs}(prof)) - \log(K_i(prof))]^2}$$

Onde:

- » N : número de *plugs* de testemunhos.
- » *prof*: linha de dados referente a uma medida de profundidade.
- » K_{abs} e K_i : permeabilidades absolutas de laboratório e da imagem (mD).

a qual superestima a permeabilidade em alguns pontos onde K_{abs} mostra valores baixos, o que ocorre devido à K_{RNM} atribuir permeabilidade a toda fração de porosidade acima do corte de fluido livre.

São inseridos valores de entrada para os coeficientes e, após a otimização, obtêm-se os valores dos coeficientes que permitem uma calibração de K_{abs} com K_i (figura 2.5.6). O erro foi calculado também para a permeabilidade do perfil de ressonância magnética nuclear (K_{RNM}),

Como a permeabilidade da imagem (K_i) resultante correlacionou bem com a permeabilidade absoluta (K_{abs}), mas não com a capacidade de fluxo (Kh) medida nos testes de formação, introduziu-se uma nova parcela na equação de erro para contabilizar esse efeito (equação 12).

(equação 12)

$$E_{\text{total}} = \frac{1}{N} \sqrt{\sum_{\text{prof}=\text{prof1}}^{\text{prof N}} [\log(K_{\text{abs}}(\text{prof})) - \log(K_i(\text{prof}))]^2}$$

$$\frac{M}{h_{\text{total}}} \sqrt{\sum_{\text{TFR}=1}^q \left[\log(K_i h) - \log\left(\frac{K_{\text{TFR}} h}{K_{\text{roTFR}}}\right) \right]^2}$$

Onde:

- » M : peso relativo entre as equações de erro.
- » N : número de *plugs* de testemunho.
- » h_{total} : espessura do intervalo testado (m).
- » q : número de TFRs.
- » K_{ih} : capacidade de fluxo da equação de permeabilidade da imagem (mD.m).
- » $K_{\text{TFR}h}$: capacidade de fluxo medida no teste (mD.m).
- » $K_{\text{ro-TFR}}$: permeabilidade relativa do óleo no teste de formação (mD).
- » K_{abs} : permeabilidade absoluta (mD).
- » $prof$: profundidade (m).

Aplicando-se essa segunda otimização, obteve-se uma melhor representação da escala de permeabilidade estimada pelo teste de formação, mantendo uma boa calibração com a permeabilidade absoluta da matriz (figura 2.5.6).

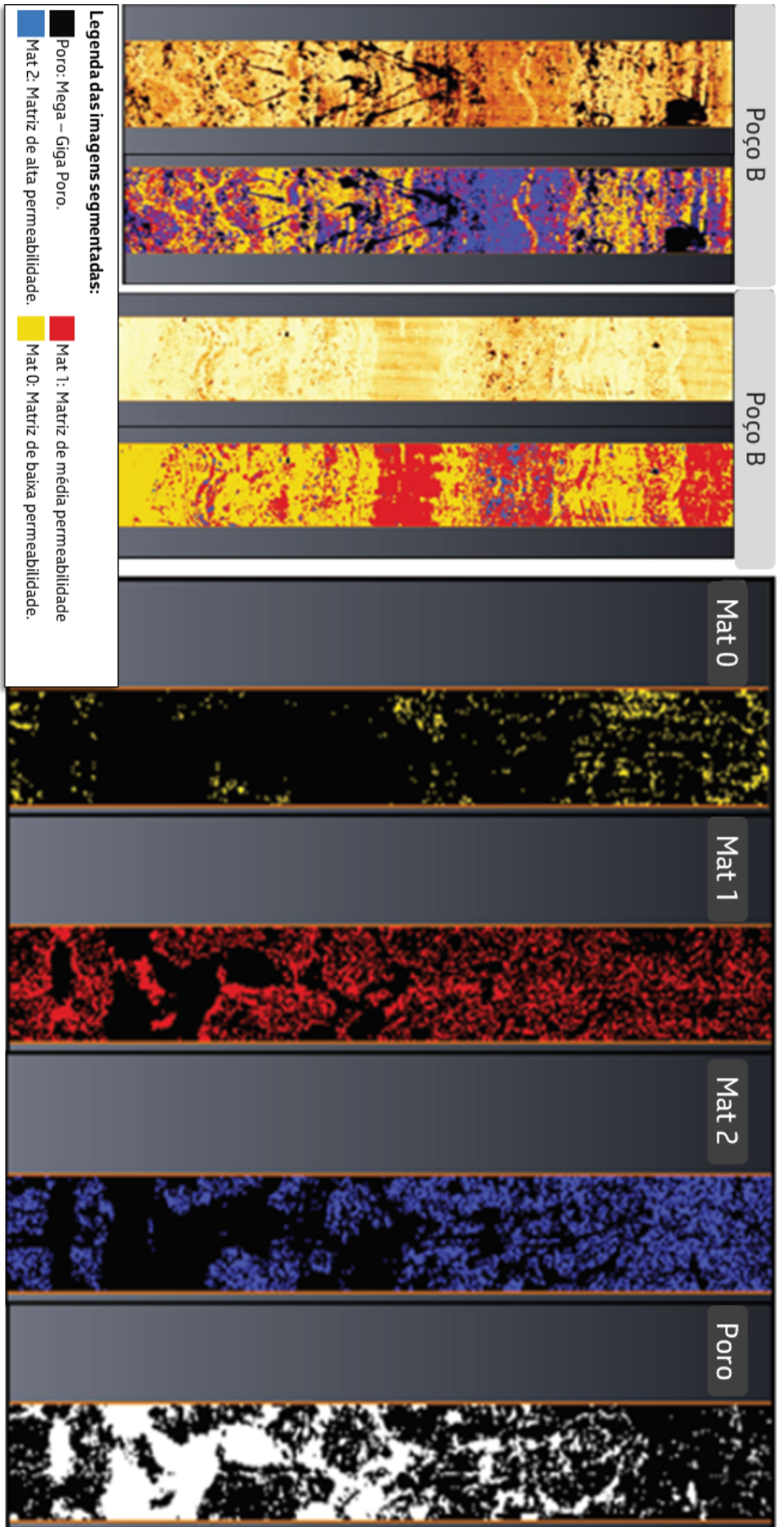


Figura 2.5.5: Exemplos de classes de permeabilidade segmentadas na imagem de amplitude do poço B (esquerda) e extração do perfil de imagem em quatro imagens diferentes, cada uma representando uma das quatro classes de permeabilidade (direita), ambas modificadas de Menezes de Jesus *et al.* (2016). Preto: Mega – giga Poros; Azul: Matriz de alta permeabilidade; Vermelho: Matriz de média permeabilidade; e Amarelo: Matriz de baixa permeabilidade.

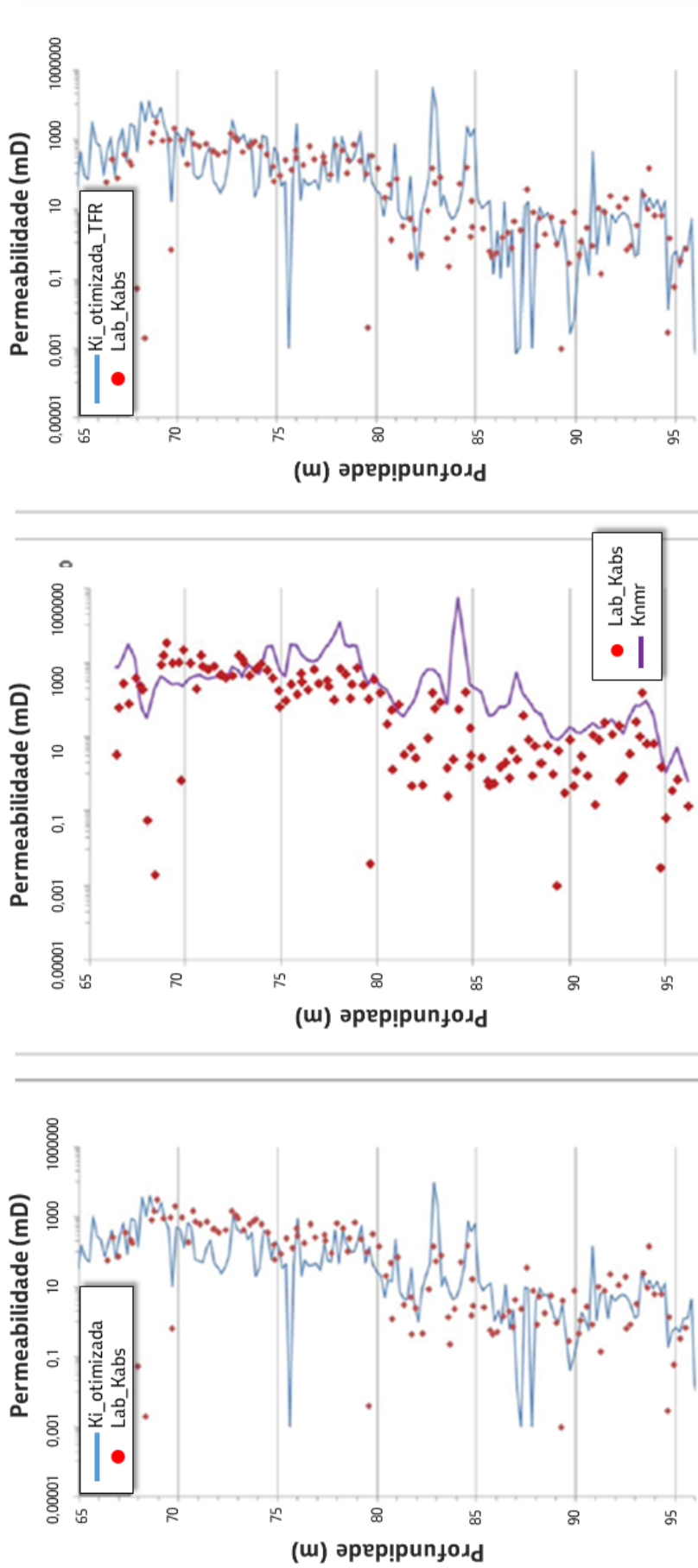


Figura 2.5.6: Permeabilidade da imagem (K_i) otimizada com dados de permeabilidade de rocha correlacionada com a permeabilidade absoluta (K_{abs}) (esquerda); permeabilidade do perfil de ressonância magnética (K_{nmr}) correlacionada com a permeabilidade absoluta (K_{abs}) (centro); e permeabilidade da imagem (K_i) otimizada também com a permeabilidade de teste (K_{DST}) e correlacionada com a permeabilidade absoluta (K_{abs}) (direita).

O produto final da aplicação dessa metodologia quantitativa para estimar a permeabilidade a partir da imagem acústica (Figura 2.5.7) inclui não apenas um perfil de permeabilidade da imagem com alta resolução, quando comparada com a permeabilidade do perfil de ressonância magnética, mas também um modelo de permeabilidade capaz de representar o impacto das frações de matriz e dos sistemas porosos extra matriz, os megaporos e gigaporos, permitindo ainda uma estimativa de produtividade potencial obtida a partir da permeabilidade da imagem acumulada, a qual mostrou boa correlação com o perfil de produção corrido no teste de formação.

A utilização dessa técnica em campos do Pré-sal tem sido fundamental para representar as elevadas permeabilidades dos sistemas extramatriz, melhorando de maneira significativa a previsibilidade dos modelos de permeabilidade em escala de campo e no modelo de escoamento.

As estimativas de megaporos e gigaporos são hoje usadas diretamente no modelo geológico para representação de reservatórios cárstificados, bem como os diâmetros dos poros medidos diretamente da imagem.

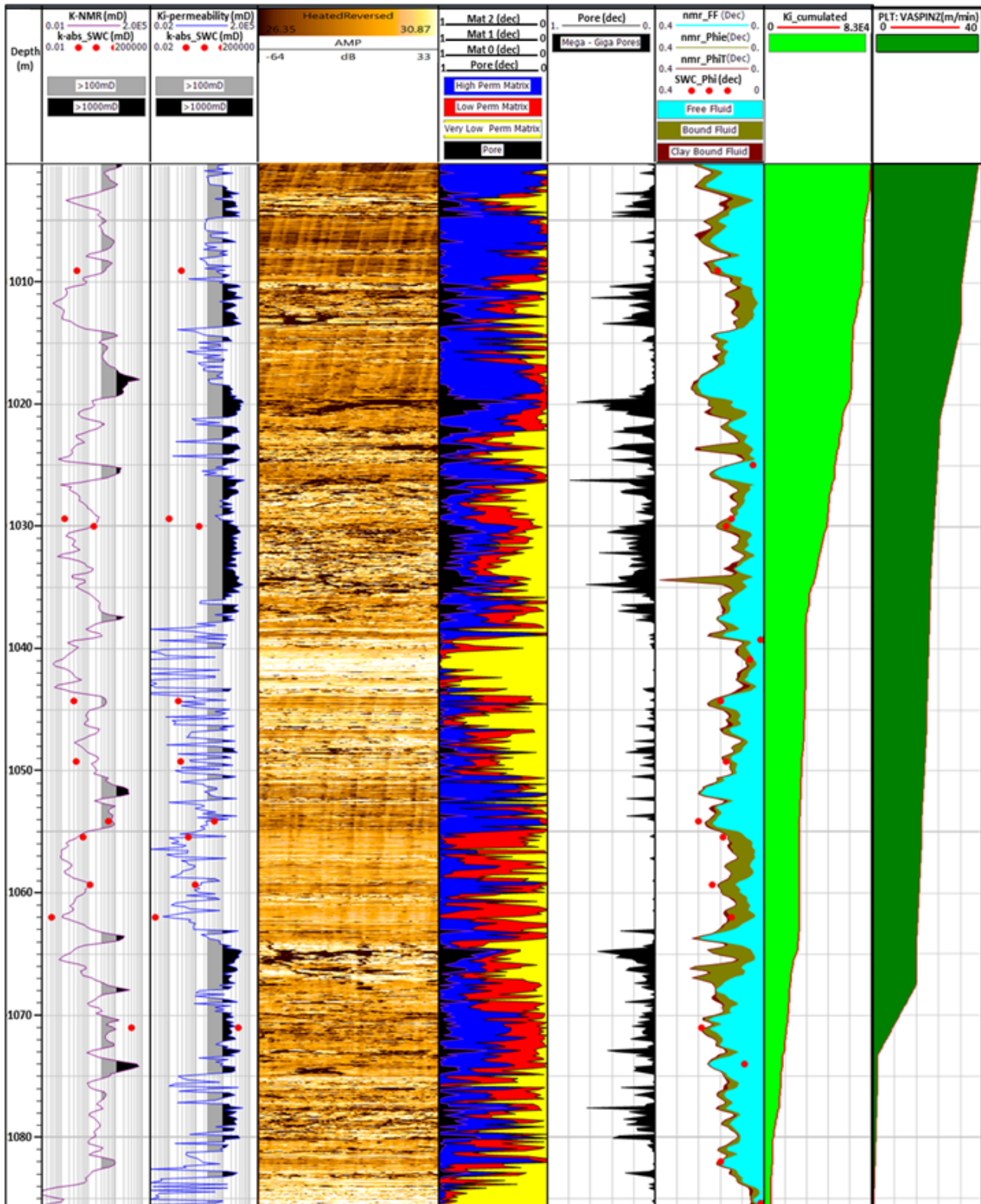


Figura 2.5.7: Intervalo do teste de formação a poço revestido (TFR) do poço B (modificada de Menezes de Jesus *et al.* 2016), mostrando: profundidade (trilha 1); correlação entre a permeabilidade da ressonância magnética nuclear (K_{RNM}) e a permeabilidade absoluta (K_{abs}) (trilha 2); correlação entre a permeabilidade da imagem (K_i) e a permeabilidade absoluta (K_{abs}) (trilha 3); imagem de amplitude acústica com escala de cores usual (trilha 4); frações dos tipos de matriz e poros (trilha 5); fração dos megaporos e gigaporos (trilha 6); perfil de porosidade da ressonância magnética nuclear calibrada com a porosidade medida em *plugs* (trilha 7); estimativa de produtividade calculada a partir da permeabilidade da imagem (trilha 8); e perfil de produção (trilha 9).

3. IDENTIFICAÇÃO E QUANTIFICAÇÃO DOS HIDROCARBONETOS

Este item traz as principais técnicas empregadas para qualificar e quantificar os hidrocarbonetos presentes nos reservatórios do Pré-sal. Serão apresentadas técnicas utilizadas em tempo real para identificação e qualificação dos hidrocarbonetos, com destaque para a análise de cromatografia gasosa do *mudlogging* e técnicas de diagnóstico gráfico a partir de perfis (durante a perfuração e a cabo), como o expoente de cimentação “m” variável e o gráfico de Hingle. Ainda sobre a identificação de hidrocarbonetos, será abordado o perfil de sigma da formação. No que diz respeito a quantificação de hidrocarbonetos, será tratada a equação de Archie e o cálculo dos expoentes de cimentação “m” e de saturação “n”, a condição de saturação de água nos reservatórios será investigada com auxílio do gráfico de Buckles e, para o sumário de avaliação petrofísica, será apresentada a técnica para determinação dos cortes de porosidade efetiva e saturação de água.

3.1. Cromatografia gasosa (*Mudlogging*)

Em um ambiente onde os poços são perfurados com fluido de perfuração sintético, a base de n-parafinas, e o óleo presente nas formações possui grau API superior a 20° e RGO de centenas de m^3/m^3 , o primeiro contato com os hidrocarbonetos no reservatório é por meio da cromatografia gasosa, adquirida em tempo real pelo serviço de *Mudlogging*.

O fluido das formações (água ou óleo) possui gás dissolvido. A composição desse gás guarda relação com o fluido no qual está contido, se tornando uma assinatura destes hidrocarbonetos.

O material triturado pela broca, ao retornar para a superfície, traz consigo esse gás presente nos fluidos das formações. A análise cromatográfica desses gases permite inferir qual o tipo de fluido que está saturando um determinado intervalo perfurado.

De todas as técnicas disponíveis para análise de cromatografia gasosa, duas dessas, quando utilizadas em conjunto, são capazes de prover resultados, excepcionalmente assertivos, quanto à qualificação dos fluidos nos reservatórios. Estas são as razões de Pixler (Pixler, 1969) e de Haworth (Haworth, 1984).

Nas razões de Pixler, a relação entre as razões de alcanos, C1/C2, C1/C3, C1/C4 e C1/C5, além de apontar para a integridade do registro de cromatografia gasosa, caso a relação entre essas razões esteja disposta em ordem crescente, qualifica o hidrocarboneto como óleo, se a razão C1/C2 apresentar valores entre 2 e 15, e como gás, se essa mesma razão tiver valores entre 15 e 65.

As razões de Haworth são ligeiramente mais complexas, mas, assim como em Pixler, relaciona os alcanos mais leves aos alcanos mais pesados. São três as razões de alcanos a serem analisadas: WH (*wetness* – umidade), BH (*balance*) e CH (*character*) (equações 13, 14 e 15).

(equação 13)

$$WH = \left[\frac{(C2 + C3 + C4 + C5)}{(C1 + C2 + C3 + C4 + C5)} \right] \times 100$$

Onde:

- » C1: metano (ppm).
- » C2: etano (ppm).
- » C3: propano (ppm).
- » C4: butano (ppm).
- » C5: pentano (ppm).

(equação 14)

$$BH = \left[\frac{(C1 + C2)}{(C3 + C4 + C5)} \right]$$

(equação 15)

$$CH = \left[\frac{(C4 + C5)}{C3} \right]$$

Para qualificar os hidrocarbonetos, é necessário, inicialmente, observar a relação entre as razões WH e BH. Caso a WH seja maior que a BH, tem-se hidrocarboneto líquido. Porém, se WH for inferior a BH, o hidrocarboneto é gasoso.

Nos casos em que essas duas razões se apresentarem numa relação entrecruzada, do inglês *crisscrossing*, ou seja, ora uma é maior, ora a outra, é necessário recorrer à razão CH para conhecer o tipo de hidrocarboneto. Se a razão

CH for superior a 0,5, então o hidrocarboneto é líquido.

Nos reservatórios do Pré-sal, uma característica chama atenção. Embora a magnitude do gás total seja muito baixa (1% a 2%, em geral), sua composição registrada no cromatógrafo permite a análise e a qualificação do hidrocarboneto.

O indício de gás total significa a concentração de gás, extraído do fluido de perfuração e retornado à superfície pelo sistema de circulação da sonda, na “atmosfera” do recipiente coletor de gás do equipamento de gás total. Como referência, em um dos equipamentos de cromatografia gasosa de alto desempenho, do serviço de *mudlogging*, esse recipiente de gás total possui 200 mililitros em volume. Sendo assim um registro de gás total de 1%, ou 10.000 ppm, para um recipiente de gás total com a capacidade acima, representa 2 mililitros de gás.

No poço “S”, é possível notar um detalhe importante acerca da análise das razões de cromatografia gasosa. O fluido presente no reservatório, com RGO da ordem de 200 m³/m³, emprega uma assinatura para o óleo não contemplada na teoria. Não obstante o fato de WH ser inferior a BH, a razão C1/C2, exatamente posicionada sobre o limite de 15, e CH com valores em torno a 0,5 comprovam a ocorrência de hidrocarboneto líquido (figura 3.1.1).

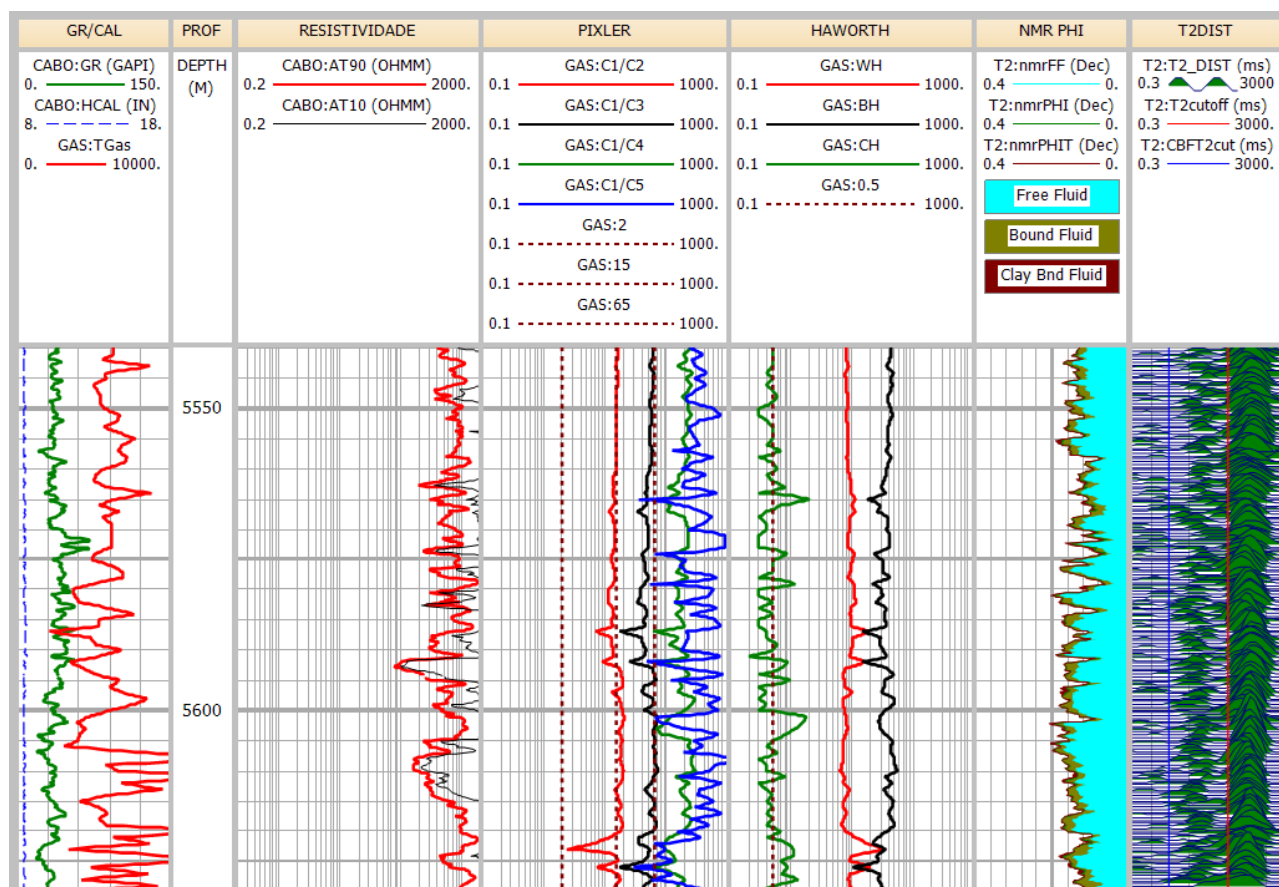


Figura 3.1.1: Trecho do poço “S”. Na trilha 1, apesar do gás total saturar a escala, as concentrações alcançadas são inferiores a 10.000 ppm (1%). Na trilha 4, a razão C1/C2 situa-se no limite de 15 e, na trilha 5, a razão CH é elevada, apesar de a WH ser inferior a BH, caracterizando hidrocarboneto líquido.

Ferramenta de baixo custo operacional, a aquisição de cromatografia gasosa provê as bases para uma primeira e robusta qualificação dos hidrocarbonetos.

3.2. Expoente “m” variável

A equação para cálculo de saturação de água de Archie (1942), quando linearizada (equação 16), permite isolar seus parâmetros.

(equação 16)

$$\log R_t = -m * \log \varphi + \log(a * R_w) - n * \log S_w$$

Onde:

- » R_t : resistividade verdadeira da formação (ohm.m).
- » m : expoente de cimentação.
- » φ : porosidade efetiva (.dec).
- » a : coeficiente de tortuosidade.
- » R_w : resistividade da água de formação (ohm.m).
- » n : expoente de saturação.
- » S_w : saturação de água.

(equação 17)

$$m = \frac{\ln \left(\frac{R_w}{R_t} \right)}{\ln \varphi}$$

Rotineiramente, os parâmetros elétricos “ m ” (cimentação), “ n ” (saturação) e “ a ” (tortuosidade) são utilizados como constantes, com valores que representam estatisticamente as características do reservatório em questão. Seria possível variar os parâmetros elétricos em função da porosidade efetiva?

Esse é o caso do expoente de cimentação variável (Denicol, 1993). Definido em aquífero, para que a parcela da equação de Archie relativa à saturação de água seja eliminada e considerando o coeficiente de tortuosidade igual a unidade, o expoente “ m ” de cimentação variável é calculado da seguinte forma (equação 17):

Conhecendo-se a salinidade e, conseqüentemente, a resistividade da água de formação, é possível extrapolar a região de validade da equação 17 para construir um perfil do que será chamado parâmetro “ m var”, que não é o expoente de cimentação “ m ”, ao longo de todo o trecho perfilado e que variará em função da porosidade efetiva. Mas não somente isso. Ao segmentar intervalos de reservatórios a serem avaliados, quanto ao seu conteúdo em fluidos, o valor do coeficiente angular, da equação da reta que define a função de “ m var”, indicará, empiricamente, se o fluido da formação é água ou hidrocarboneto (Figura 3.2.1).

Usualmente, para valores de coeficientes angulares inferiores a 10, tem-se água da formação. Já para valores de coeficientes angulares superiores a 15, tem-se hidrocarboneto.

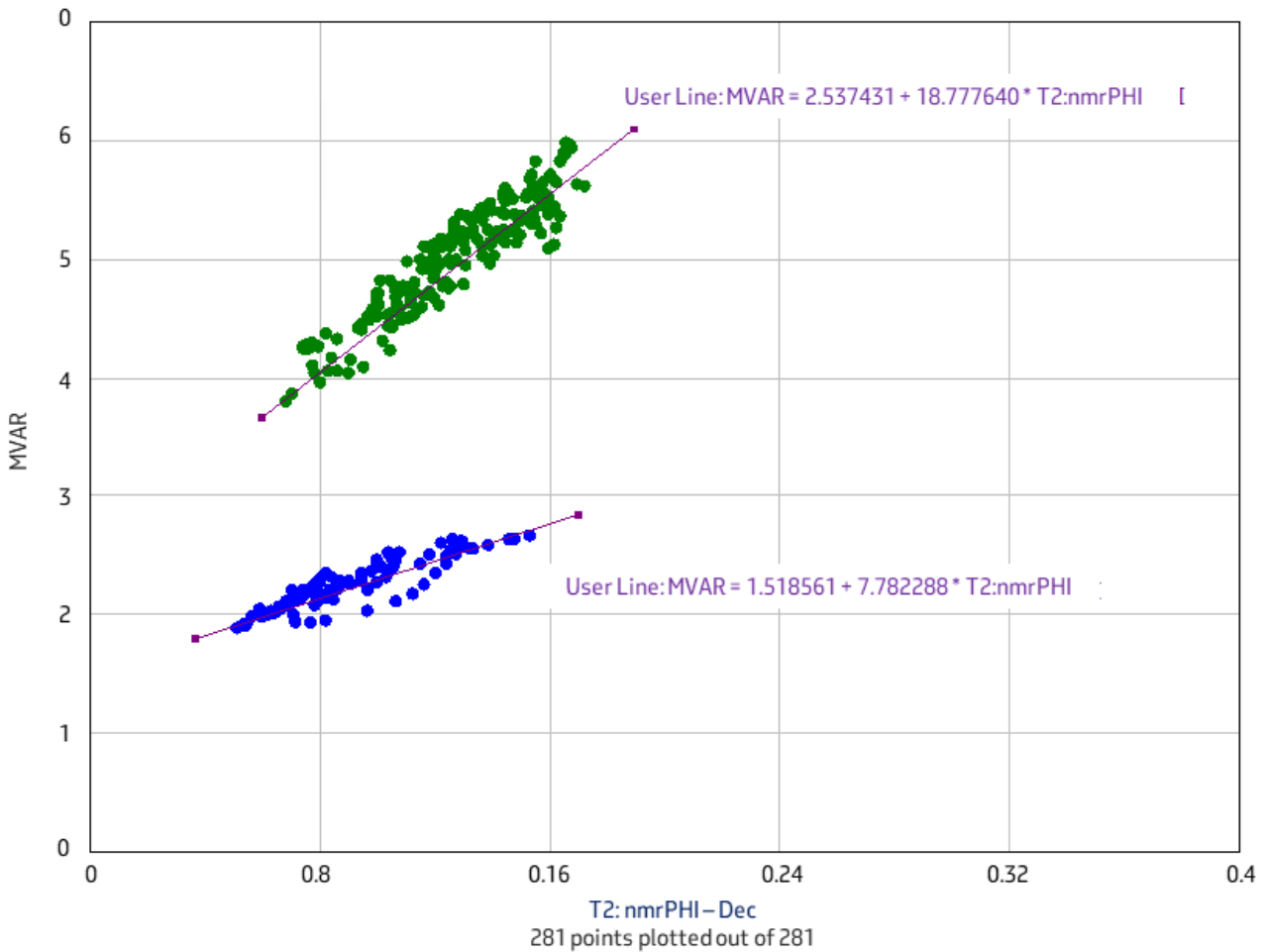


Figura 3.2.1: Gráfico do parâmetro “m var” em dois intervalos do poço “S”. Atentar para os valores dos coeficientes angulares das retas, para os pontos azuis (água) e para os pontos verdes (óleo).

A técnica do “m” variável (m var) é uma das técnicas com bom desempenho, tanto para turbiditos e carbonatos albianos quanto para os carbonatos do Pré-Sal.

3.3. Hingle plot

Outra técnica muito utilizada para a identificação dos fluidos da formação, no início da campanha exploratória do Pré-sal, foi a do gráfico de Hingle (Hingle, 1959), também conhecido como a solução gráfica da equação de Archie (parcela à esquerda na equação 18).

(equação 18)

$$\left(\frac{1}{R_t}\right)^{\frac{1}{m}} = \left(\frac{S_w^n}{a * R_w}\right)^{\frac{1}{m}} * \varphi$$

Onde:

- » R_t : resistividade verdadeira da formação (ohm.m).
- » m : expoente de cimentação.
- » n : expoente de saturação.
- » a : coeficiente de tortuosidade.
- » S_w : saturação de água (.dec).
- » R_w : resistividade da água de formação (ohm.m).
- » φ : porosidade efetiva (.dec).

Partindo-se da premissa de que a resistividade da água de formação e os expoentes de cimentação e de saturação da equação de Archie são constantes, este gráfico correlaciona densidade com o inverso da raiz quadrada da resistividade verdadeira da formação (resistividade da formação não afetada pelos fenômenos ambientais de perfuração de poços), para inferir os tipos de fluidos das formações.

É possível utilizar a porosidade total em substituição à densidade, assim como o perfil

sônico compressional. A inclinação das retas que definem os intervalos de reservatórios indicará se esses são saturados por hidrocarboneto ou água.

Neste gráfico os níveis aquíferos estarão dispostos sob retas cuja inclinação foge a horizontalidade. Quanto mais inclinadas as retas, maior a saturação de água. Reservatórios portadores de óleo sob condição de saturação de água irreduzível estarão dispostos sob retas horizontais. (figura 3.3.1).

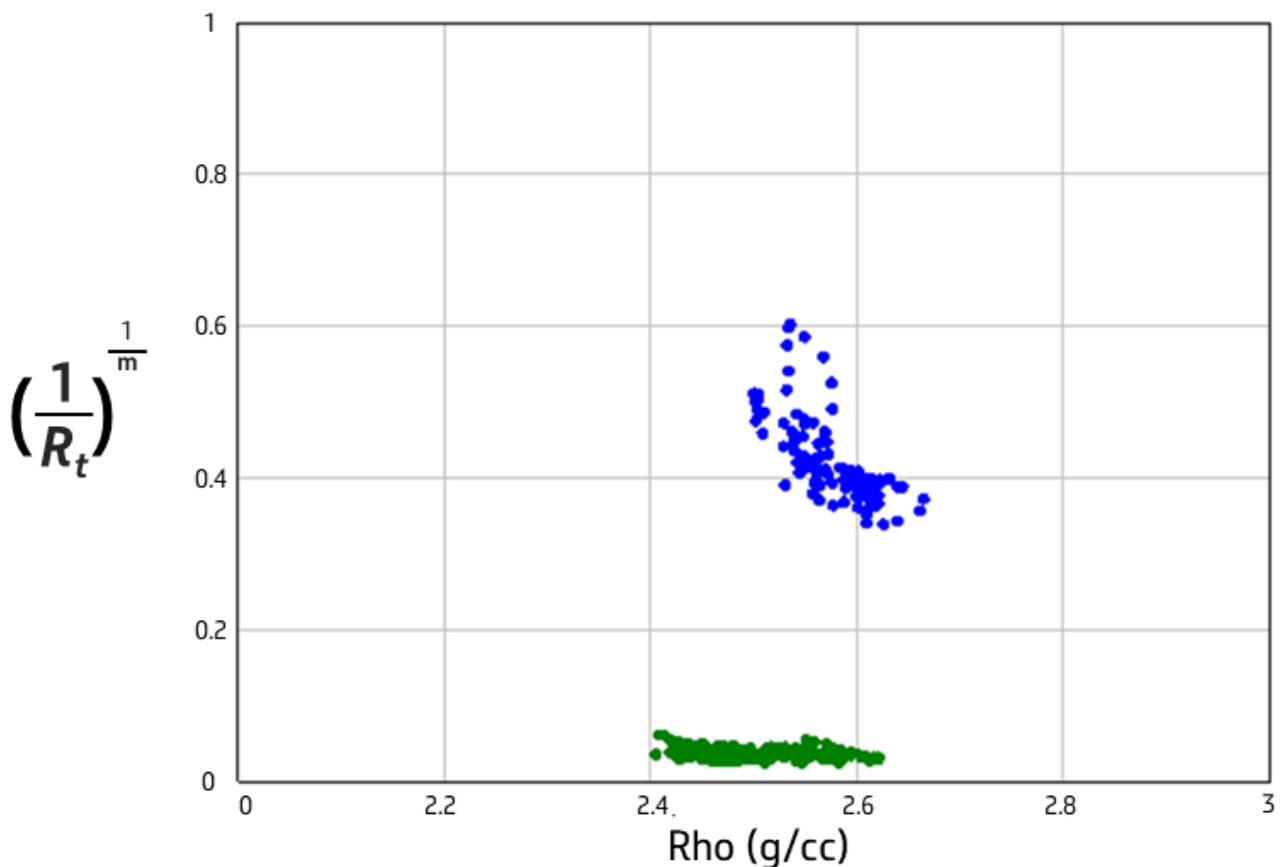


Figura 3.3.1: Gráfico de Hingle para as mesmas zonas apresentadas na figura 3.2.1, no poço "S". A zona com hidrocarboneto (verde) aparece disposta com pontos, absolutamente, horizontais. Já a zona com água (azul) se dispõe com pontos inclinados.

Em alguns casos, o gráfico de Hingle, além de permitir estimar os fluidos que saturam as formações, pode extrapolar a densidade aparente da matriz da rocha, pelo intercepto da reta que define os intervalos portadores de água, no eixo das abscissas, onde Hingle é igual a zero.

3.4. Sigma da formação

O sigma *bulk* da formação é uma medida associada a nêutrons epitermais e a espectrometria de raios gama (seção 2.4), extremamente valiosa para a avaliação petrofísica dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal, sobretudo em situações de reservatórios com maior grau de complexidade permoporosa. O

termo *bulk* (volume) corresponde ao volume ocupado por uma dada massa mineral na formação. Na avaliação petrofísica, é comum utilizar a expressão em inglês.

Sua medida representa a probabilidade de nêutrons termais serem absorvidos pelos componentes da formação. O ponto principal é que cada elemento na formação possui um valor de sigma (c.u.) único, que está relacionado, principalmente, à sua captura microscópica (barn) e a sua densidade atômica (atoms/cm³), vide tabela 3.4.1. Desta forma, à exceção da falta de contraste de sigma, entre óleo e água da formação de baixa salinidade a doce, é possível distinguir os fluidos presentes nos reservatórios.

Tabela 3.4.1: Valores típicos de sigma para elementos principais nas formações (adaptado de Griffiths, 2010).

Elemento	Sigma (c.u.)
Gás	0 a 10
Óleo	19 a 22
Água Baixa Sal. a Doce	22 a 30
Água Salgada	>> 30
Matriz de rocha Pré-sal	~ 7

Da relação entre o sigma *bulk*, adquirido pelas ferramentas de perfilagem, e os valores típicos de sigma dos elementos, tais como

vistos na tabela acima, é possível calcular a saturação de água (equação 19).

(equação 19)

$$S_w = \frac{(\Sigma_{bulk} - \Sigma_{grão}) + \varphi * (\Sigma_{grão} - \Sigma_{hc})}{\varphi * (\Sigma_{água} - \Sigma_{hc})}$$

Onde:

- » S_w : saturação de água (.dec).
- » Σ_{bulk} : sigma da formação registrado pela ferramenta (c.u.).
- » $\Sigma_{gr\grave{a}o}$: sigma da matriz da rocha reservatório (c.u.).
- » Σ_{hc} : sigma do hidrocarboneto (c.u.).
- » φ : porosidade (.dec).
- » $\Sigma_{\acute{a}gua}$: sigma da água de formação (c.u.).

No entanto, tão importante quanto calcular a saturação de água é saber se o reservatório pode ser aquífero. Desta forma, a simples comparação entre o sigma *bulk* e o sigma de matriz de rocha permite inferir qual tipo de fluido está presente no reservatório. Isto porque tanto a água de formação quanto os intervalos de baixa qualidade permoporosa

estarão saturados por cloro (desde que a água da formação seja salgada), que é o principal elemento químico absorvedor de nêutrons.

Sendo assim, quando o sigma *bulk* se aproxima do sigma de matriz, tem-se reservatório portador de óleo. Ao contrário, quando o sigma *bulk* se afasta do sigma de matriz, o reservatório está saturado por água salgada, ou o intervalo é de baixa qualidade permoporosa, não reservatório.

Didaticamente, nas figuras 3.4.1 e 3.4.2, é possível observar como a medida de sigma *bulk* é capaz de mapear não somente os fluidos nos reservatórios, mas também os intervalos e níveis de não reservatórios.

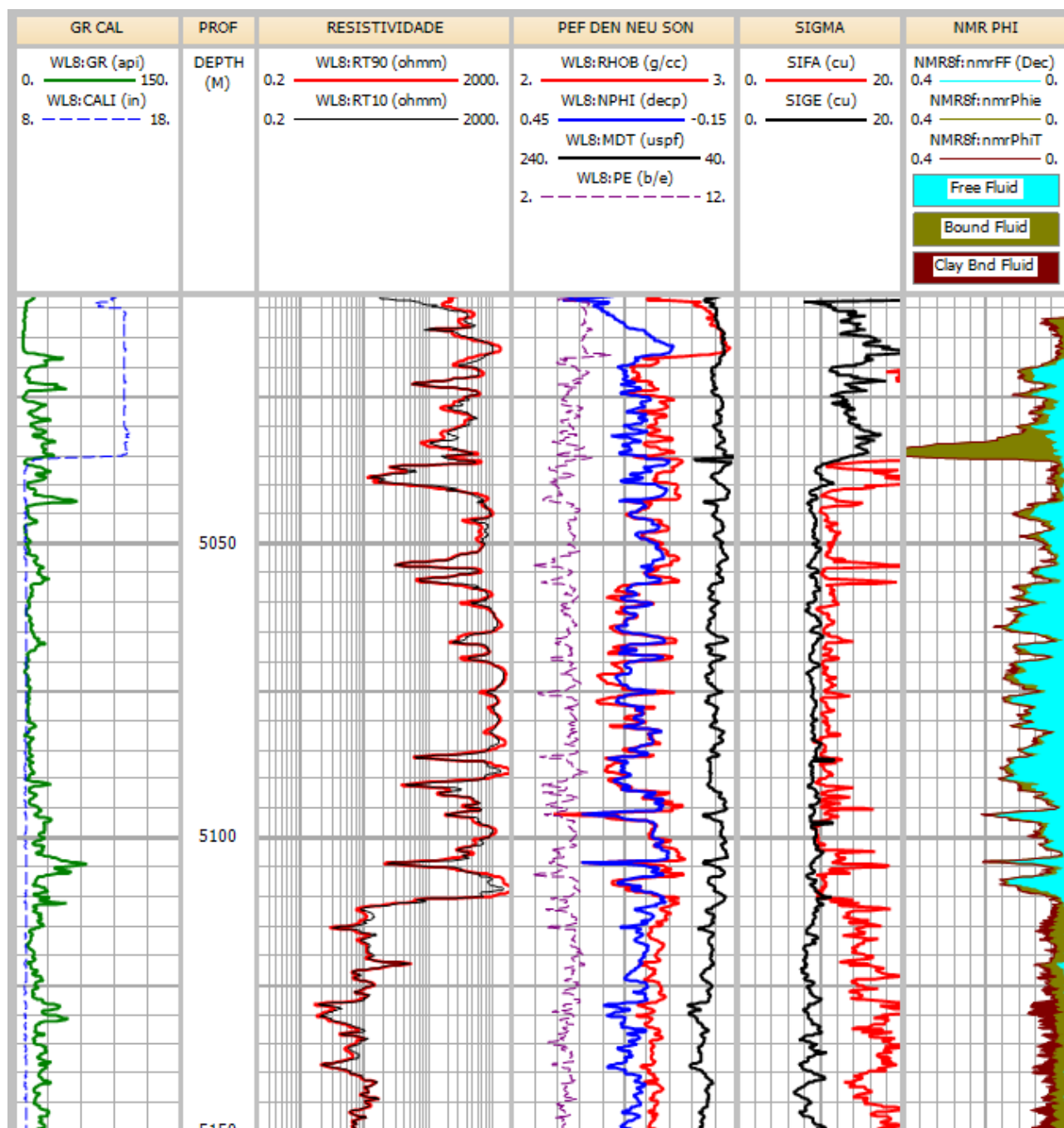


Figura 3.4.1: Composição de perfis para o poço "T3". Na trilha 5, é possível verificar que o reservatório portador de óleo apresenta sigma *bulk* (SIFA) muito próximo ao sigma de matriz (SIGE) e que, no trecho não reservatório, o sigma *bulk* se afasta do sigma de matriz.

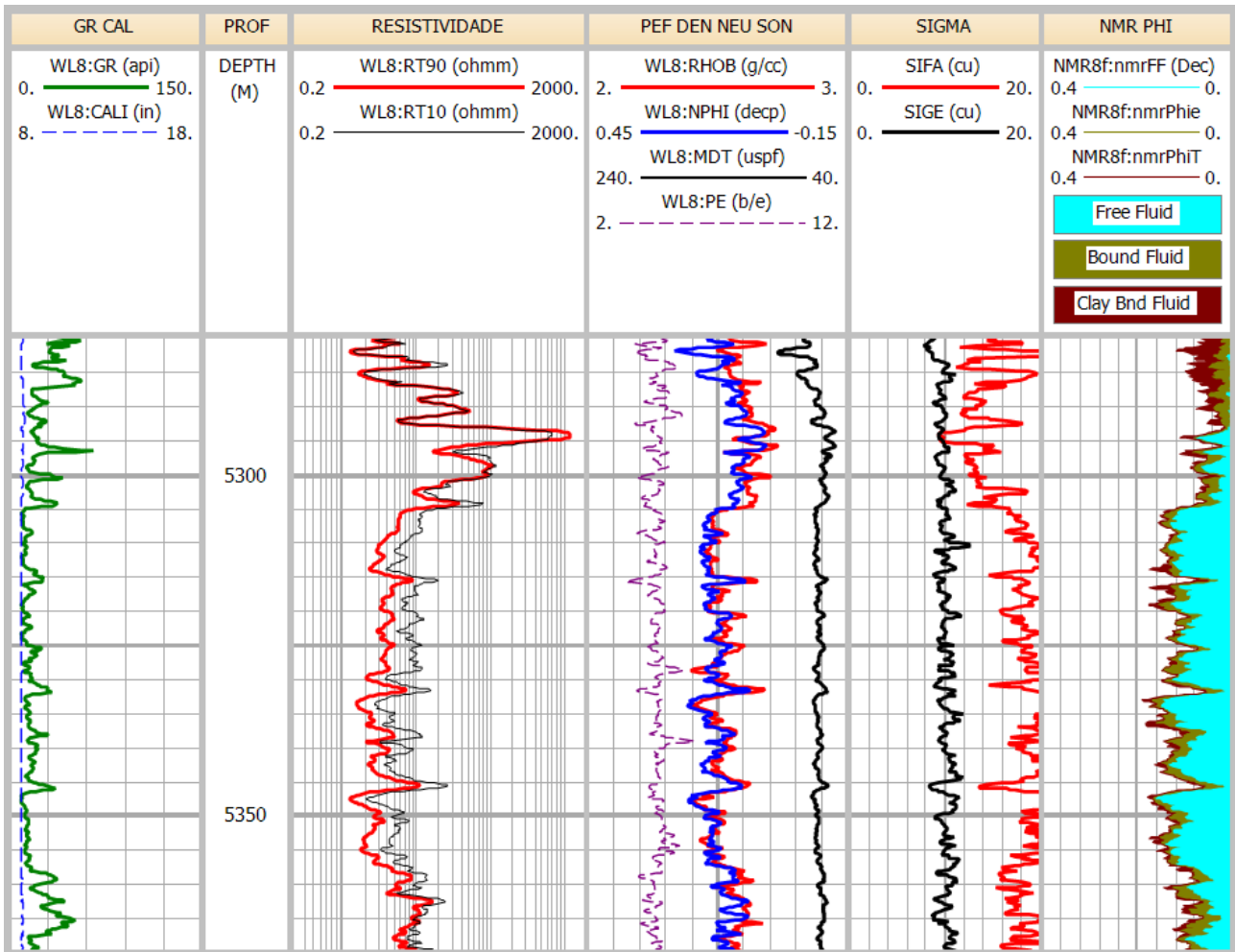


Figura 3.4.2: Composição de perfis para o poço "T3". Agora, na trilha 5, é possível verificar que no aquífero o sigma *bulk* (SIFA) se afasta do sigma de matriz (SIGE).

Observação deve ser feita ao fato de o tipo de filtrado de fluido de perfuração (água ou n-parafina) não exercer efeito deletério sobre as medidas de sigma *bulk*, tal qual ocorre com as medidas do perfil dielétrico.

3.5. Equação de Archie – cálculo dos expoentes "m" e "n"

A equação de Archie (equação 20), para cálculo de saturação de água, ao contrário do que

se pudesse imaginar, dadas as características peculiares dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal, pode ser aplicada a estes. A dificuldade, porém, reside na necessidade de se calcular, adequadamente, os expoentes "m" de cimentação e "n" de saturação a partir dos perfis. Estes parâmetros elétricos são obtidos em amostras de rocha, a partir de ensaios de petrofísica especial de laboratório, e devem ser utilizados, sempre que possível, para calibração dos cálculos a partir dos perfis.

(equação 20)

$$S_w = \left(\frac{\alpha * R_w}{R_t * \varphi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Onde:

- » S_w : saturação de água (.dec).
- » α : constante de tortuosidade.
- » R_w : resistividade da água de formação (ohm.m).
- » R_t : resistividade verdadeira da formação portadora de hidrocarbonetos (ohm.m).
- » φ : porosidade efetiva da formação (.dec).
- » m : expoente de cimentação.
- » n : expoente de saturação.

Para o cálculo do expoente de cimentação a partir dos perfis, utiliza-se a solução gráfica, que relaciona o fator de formação à

porosidade efetiva. Deve-se trabalhar em um intervalo portador de água da formação. Isto porque, fator de formação (FR) (equação 21) é igual a razão entre R_o (resistividade da rocha 100% saturada por água) e R_w (resistividade da água de formação). Esta solução gráfica é uma solução simplificada, por não discriminar os diferentes tipos de rochas que podem estar contidas no intervalo de análise.

(equação 21)

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

No gráfico (figura 3.5.1), em intervalo aquífero do poço "T3", o ponto para porosidade efetiva igual a 100% (somente água, sem matriz de rocha), onde o fator de formação é igual a 1, já é dado.

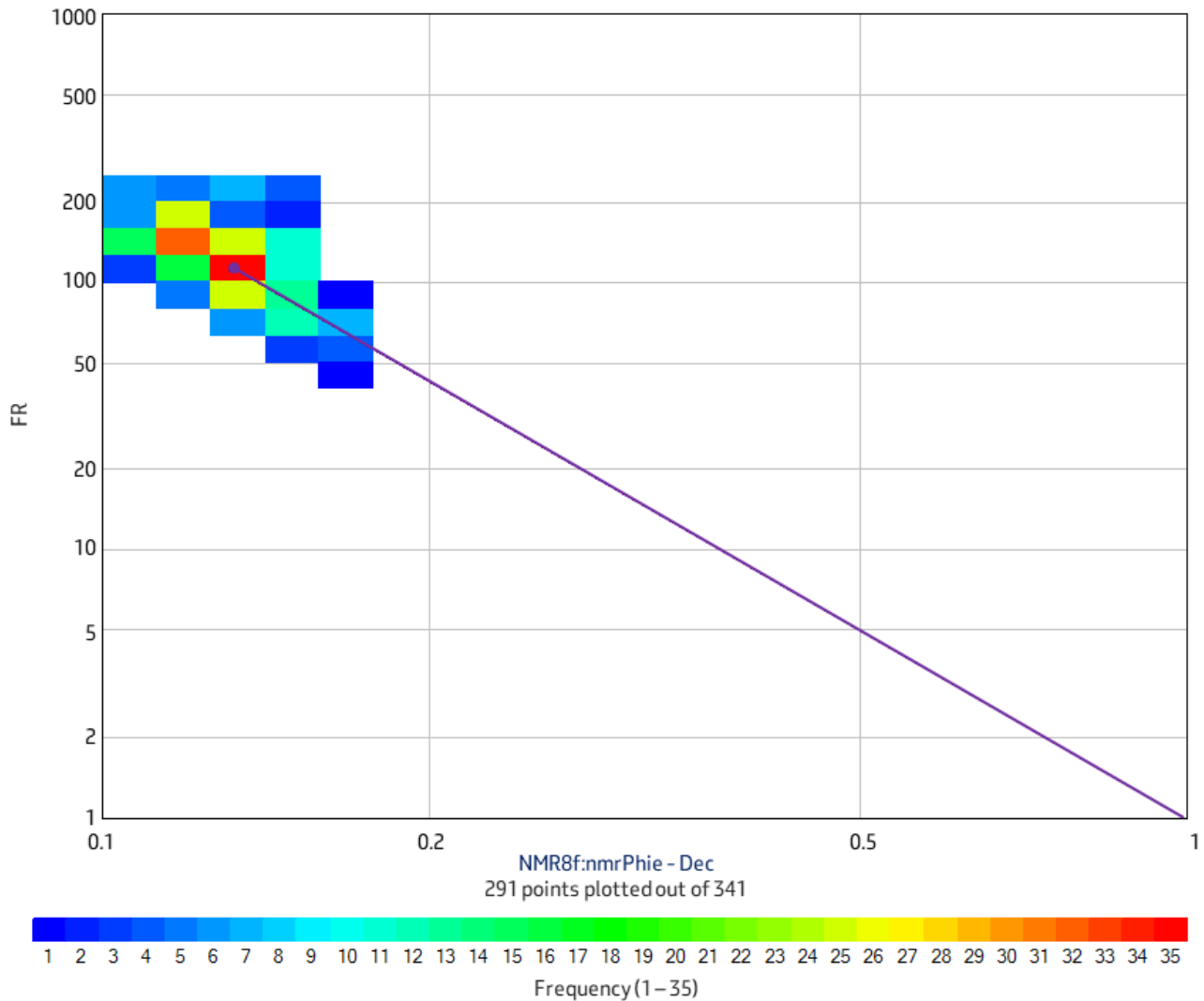


Figura 3.5.1: Solução gráfica para o expoente de cimentação “*m*”, em intervalo aquífero, no poço “T3”. A equação que define o fator de formação, em função da porosidade efetiva é: $FR = 10^{(-0,007-2,34 \cdot \log \phi)}$. Logo, de acordo com o coeficiente angular da reta, o valor do expoente de cimentação “*m*” é 2,34.

Já para o cálculo do expoente de saturação “*n*”, será utilizada a solução gráfica que relaciona o índice de resistividade (IR) (equação 22), ou seja, a razão entre R_t (resistividade verdadeira da formação) e R_o (resistividade da rocha 100% saturada por água) com a saturação de água. Nesta relação é utilizada a saturação de água irreduzível, obtida através do perfil de ressonância magnética em ambiente com fluido de perfuração a base de *n*-parafinas, sempre em intervalo portador de hidrocarbonetos.

(equação 22)

$$IR = \frac{R_t}{R_o}$$

Embora em alguns reservatórios portadores de hidrocarbonetos no Pré-sal, os valores de resistividade se apresentem saturados para a escala de apresentação utilizada no perfil, acima dos 2000 ohm.m, este método de solução gráfica permite estimar resultados plausíveis para o expoente de saturação.

Se a saturação de água é igual a 1, o índice de resistividade será igual a 1, porque, neste

caso, R_t seria igual a R_o . Com isso, tem-se um ponto dado no gráfico (figura 3.5.2).

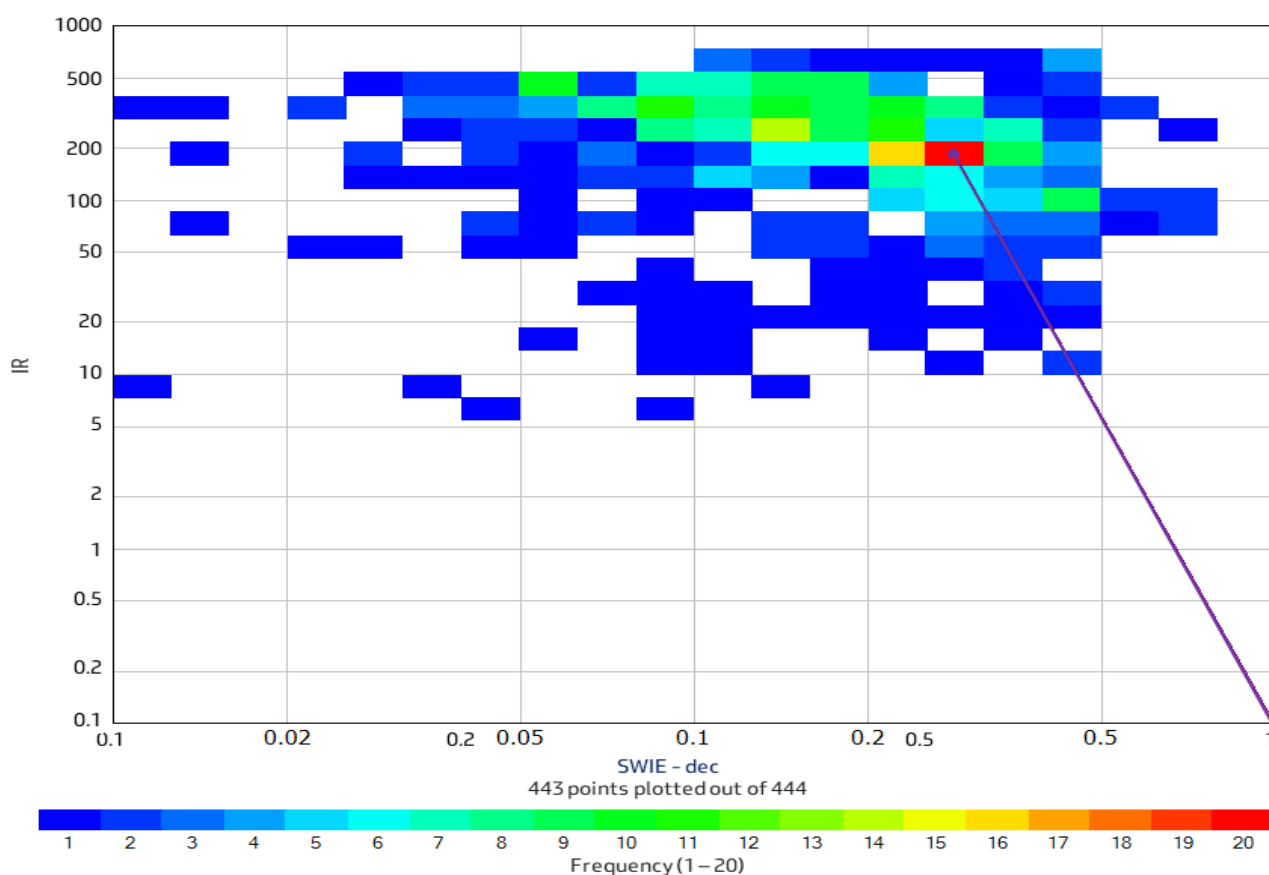


Figura 3.5.2: Solução gráfica para o expoente de saturação “ n ”, em zona de interesse para hidrocarbonetos, no poço “T3”. A equação que define o índice de resistividade, em função da saturação de água irreduzível efetiva, é: $IR = 10^{(-1,005-5,9 \cdot \log Swie)}$. Logo, de acordo com o coeficiente angular da reta, o valor do expoente de saturação “ n ” é 5,9.

Os resultados de petrofísica especial em amostras de rocha são utilizados para calibrar os modelos das curvas contínuas de “ m ” e “ n ”, calculadas a partir dos perfis, sempre que possível.

É importante frisar, e fica evidente no gráfico acima, que o expoente de saturação é excelente candidato à análise de sensibilidade (Nascimento *et. al.*, 2008), dada sua variabilidade apresentada. Nesse exemplo, expoentes de saturação, da ordem de P10, teriam valores de aproximadamente 3,3.

3.6. Buckles plot

Ao se confrontar, graficamente, porosidade versus saturação de água, obtemos o volume de água *bulk* da formação. O que, em outras palavras, nada mais é do que o produto da porosidade pela saturação de água.

No gráfico da figura 3.6.1, denominado *Buckles* (Asquith, 1985), o volume de água *bulk* é representado por hipérbolas. Nessas hipérbolas, o volume de água *bulk* é sempre constante.

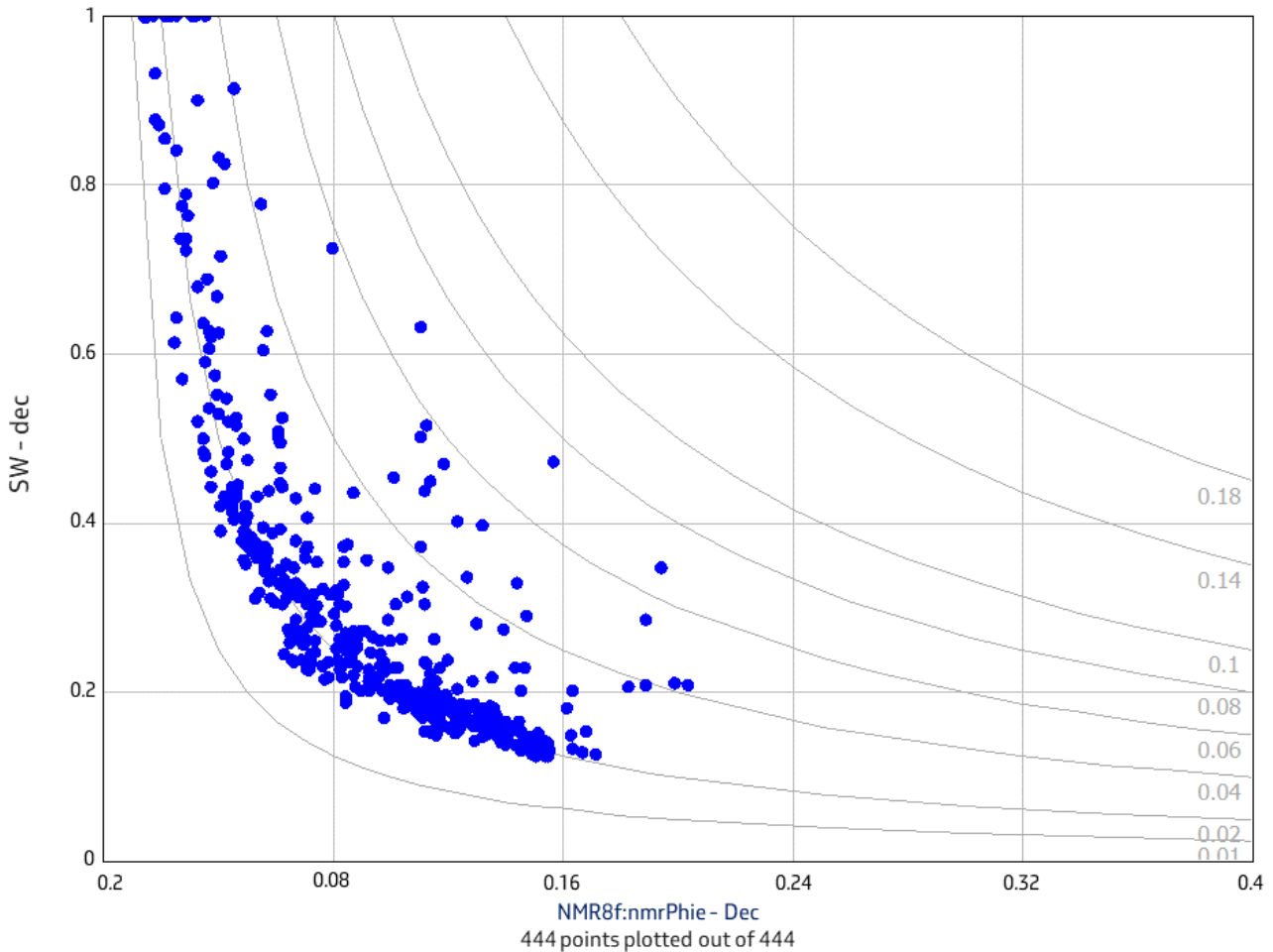


Figura 3.6.1: Gráfico de *Buckles*, na zona de interesse para hidrocarbonetos, no poço "T3". O alinhamento dos pontos de volume de água *bulk* seguindo a tendência das isolinhas, evidencia a condição de irreducibilidade para a saturação de água.

Caso os valores de porosidade e saturação de água de um reservatório obedeçam a essa distribuição hiperbólica, a saturação de água desse reservatório será, aproximadamente, irreduzível. Ou seja, para todos os níveis de porosidade e saturação de água, o volume de água *bulk* será constante.

Por outro lado, haverá água móvel se a distribuição hiperbólica dos valores de porosidade e saturação de água não for obedecida.

Essa técnica, muito utilizada no início da campanha exploratória do Pré-sal, foi,

inclusive, base para tentativa de definição de cortes de porosidade efetiva e saturação de água, para totalização de zonas de interesse para hidrocarbonetos.

Cabe ressaltar que esse gráfico deve ser utilizado com a curva de saturação de água, calculada através dos perfis de resistividade. As relações entre as porosidades obtidas dos perfis de ressonância magnética já partem da premissa da irreducibilidade da saturação de água.

3.7. Determinação dos cortes de ϕ ie e S_w

Esse assunto, desde o início da campanha exploratória do Pré-sal, foi tema de ampla discussão, que culminou com o consenso entre os petrofísicos das gerências executivas de Exploração e de Reservatórios, por ocasião da declaração de comercialidade de Búzios, em dezembro de 2013.

Fruto de um esforço conjunto, capitaneado pelos petrofísicos Nascimento (Exploração), Sandra Carneiro (Reservatório) e pelo geólogo Bruno Eustáquio (Reservatório), chegou-se a um método, para determinação dos cortes de porosidade efetiva e saturação de água, isento de subjetividade.

Apesar dessa discussão ter passado por critérios dinâmicos, tais como a localização de medidas de pressão estática e respectivas razões de mobilidade, o método adotado (Lalanne

& Massonnat, 2004) privilegiou os aspectos estáticos.

O método adotado, em função da porosidade efetiva e da saturação de água, acumula o HPhiSo (espessura porosa com hidrocarboneto) e o normaliza, entre 0 e 1.

O corte de porosidade efetiva é definido no percentil 5 da curva acumulada de HPhiSo (figura 3.7.1). Esse percentil, na análise de diversos poços no Pré-sal da Bacia de Santos, se mostrou o mais adequado à definição do *ramp-up* (início) de acumulação de HPhiSo. Os valores abaixo desse percentil estariam submetidos às limitações de resolução vertical das ferramentas de perfilagem, sobretudo a ferramenta de ressonância magnética.

O corte de saturação de água é apontado para o momento em que a derivada do HPhiSo acumulado e normalizado, em relação a saturação de água, tende a zero (figura 3.7.2).

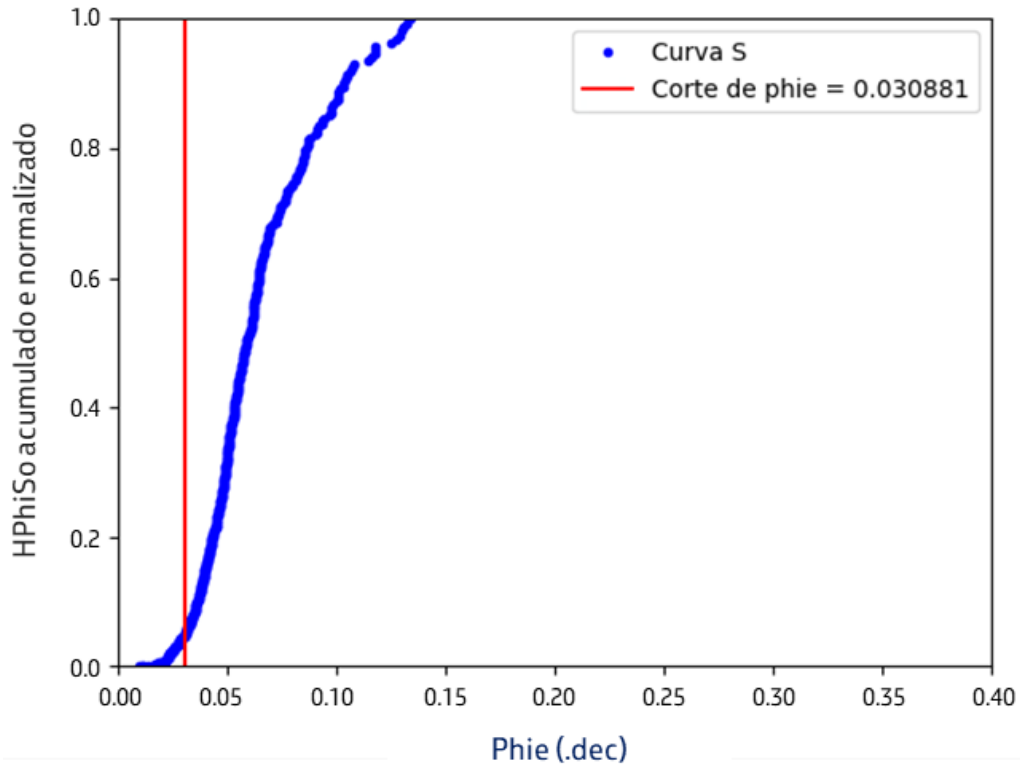


Figura 3.7.1: Gráfico para definição de corte de porosidade efetiva, no poço "T1". Destaca-se a criticidade da avaliação petrofísica, pelo valor de corte de porosidade efetiva calculado de 3%. Metade do que viria a ser determinado como corte geral de porosidade efetiva do Pré-sal da Bacia de Santos, como será visto a seguir.

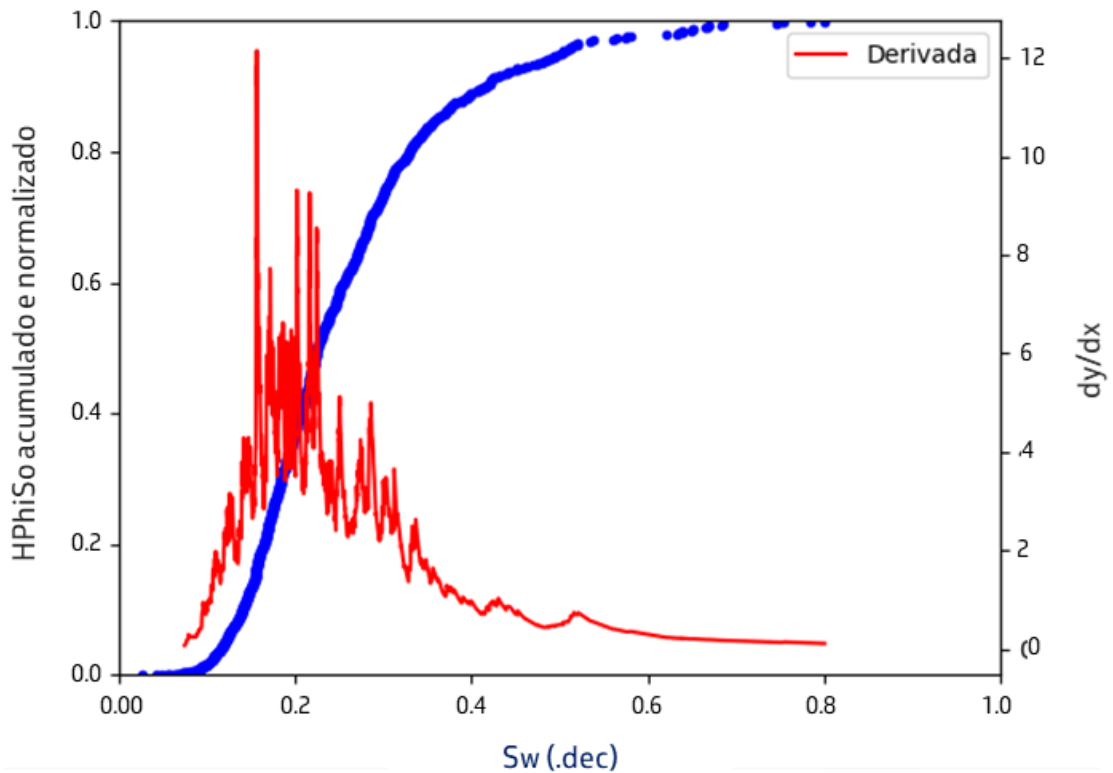


Figura 3.7.2: Gráfico para definição do corte de saturação de água. Mais didático, em função das características de reservatórios. A partir de 50% de saturação de água, o acúmulo de HPhiSo, praticamente, cessa. Observe o comportamento da derivada a partir dos 50% de saturação de água.

Em 2014, um grupo coordenado pelo geólogo Cristiano Sombra, no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES), realizou um trabalho em rocha para determinação do corte de porosidade efetiva do Pré-sal da Bacia de Santos, tendo por base os dez poços com as maiores metragens testemunhadas. Posteriormente, esse método para determinação de corte de porosidade efetiva, baseado em perfis, foi replicado ao estudo feito sobre os testemunhos. Os resultados da integração dos dois métodos (rocha e perfil) convergiram para um valor de corte de porosidade efetiva de 6%, para o Pré-sal da Bacia de Santos.

O grupo de trabalho criado para definição de “metodologia de definição de parâmetros de corte no polo Pré-sal da Bacia de Santos” (Carneiro *et al.* 2018) também corroborou o corte de porosidade efetiva em 6%.

Importante mencionar que os estudos para definição de cortes de porosidade efetiva e de saturação de água são sempre atualizados para cada campo de petróleo.

4. ESCOLHA E AVALIAÇÃO DOS INTERVALOS DE INTERESSE PARA HIDROCARBONETOS

Após identificar os reservatórios, qualificar e quantificar os hidrocarbonetos, é necessário investigar sua qualidade e capacidade de produção. Neste sentido, este item percorre as técnicas que obtiveram maior relevância para o cálculo de curvas de permeabilidade absoluta (p. ex. apoiada em unidades de

hidráulicas de fluxo), na escolha dos intervalos para investigação a partir de testes dinâmicos das formações, bem como os aspectos relacionados a interpretação dos dados dinâmicos das formações no Pré-sal.

4.1. Cálculo da permeabilidade absoluta e suas armadilhas

A permeabilidade absoluta é uma das propriedades petrofísicas mais relevantes no processo de avaliação petrofísica de uma jazida de hidrocarbonetos.

Várias equações empíricas que buscam estimar essa propriedade petrofísica estão disponíveis na literatura. No entanto, nenhuma dessas equações modela satisfatoriamente o comportamento do Pré-sal da Bacia de Santos. Nem mesmo quando se tenta correlacionar os resultados de petrofísica básica de laboratório (em rocha) com os perfis. Isso se deve a um fator específico: a heterogeneidade (figura 4.1.1).

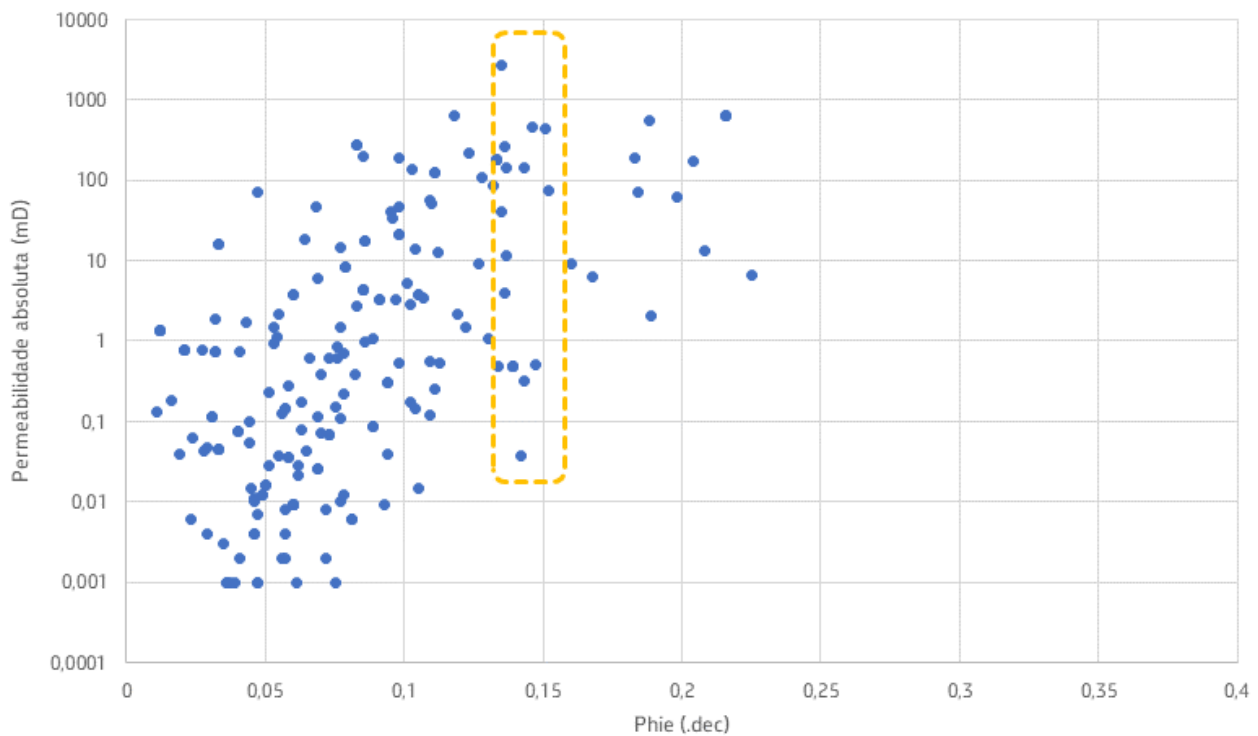


Figura 4.1.1: Distribuição de permeabilidades absolutas, em função da porosidade efetiva, das amostras de rocha do poço "T2". Perceba que, para um mesmo valor de porosidade efetiva, ocorrem permeabilidades absolutas que variam desde frações de milidarcys até milhares de milidarcys.

Uma das formulações mais utilizadas para tentativa de calcular permeabilidade absoluta das rochas no Pré-sal é a equação de Timur, 1968 e Coates *et al.*, 1991 (equação 23), como apresentada no *software* de avaliação petrofísica *Interactive Petrophysics Lloyd's Register* ©.

(equação 23)

$$K = a * \left(\frac{FF}{BF} \right)^b * \varphi^c$$

Onde:

- » K : permeabilidade absoluta (mD).
- » a : 10000 (passível de calibração com rocha).
- » b : 2 (passível de calibração com rocha).
- » c : 4 (passível de calibração com rocha).
- » FF : fluido livre (.dec).
- » BF : porosidade total menos fluido livre (.dec).
- » φ : porosidade total (.dec).

Essa estimativa de permeabilidade absoluta, calculada a partir das porosidades discriminadas pelo perfil de ressonância magnética, pressupõe que toda a porosidade de “fluido livre” é interconectada ou possui bom grau de conectividade.

Em muitos casos, esse modelo provê valores de permeabilidade adequados aos obtidos em ensaios laboratoriais a partir de amostras de rocha. Porém, observe o caso clássico do poço “S”, onde ao contrário do que se obtivera pela equação de Timur-Coates, os ensaios

laboratoriais (em rocha) mostraram que, na verdade, o conteúdo expressivo em “fluido livre” não corresponde às fácies de baixa energia que ocorrem no intervalo (figura 4.1.2).

Observe que, até mesmo por uma questão de escala, os ensaios de laboratório não captam a influência de estruturas de grande porte. Nesses casos, é necessário a utilização de grandes multiplicadores, para ajustar as transmissibilidades calculadas com perfis às transmissibilidades de testes dinâmicos das formações (Menezes de Jesus *et al.*, 2016).

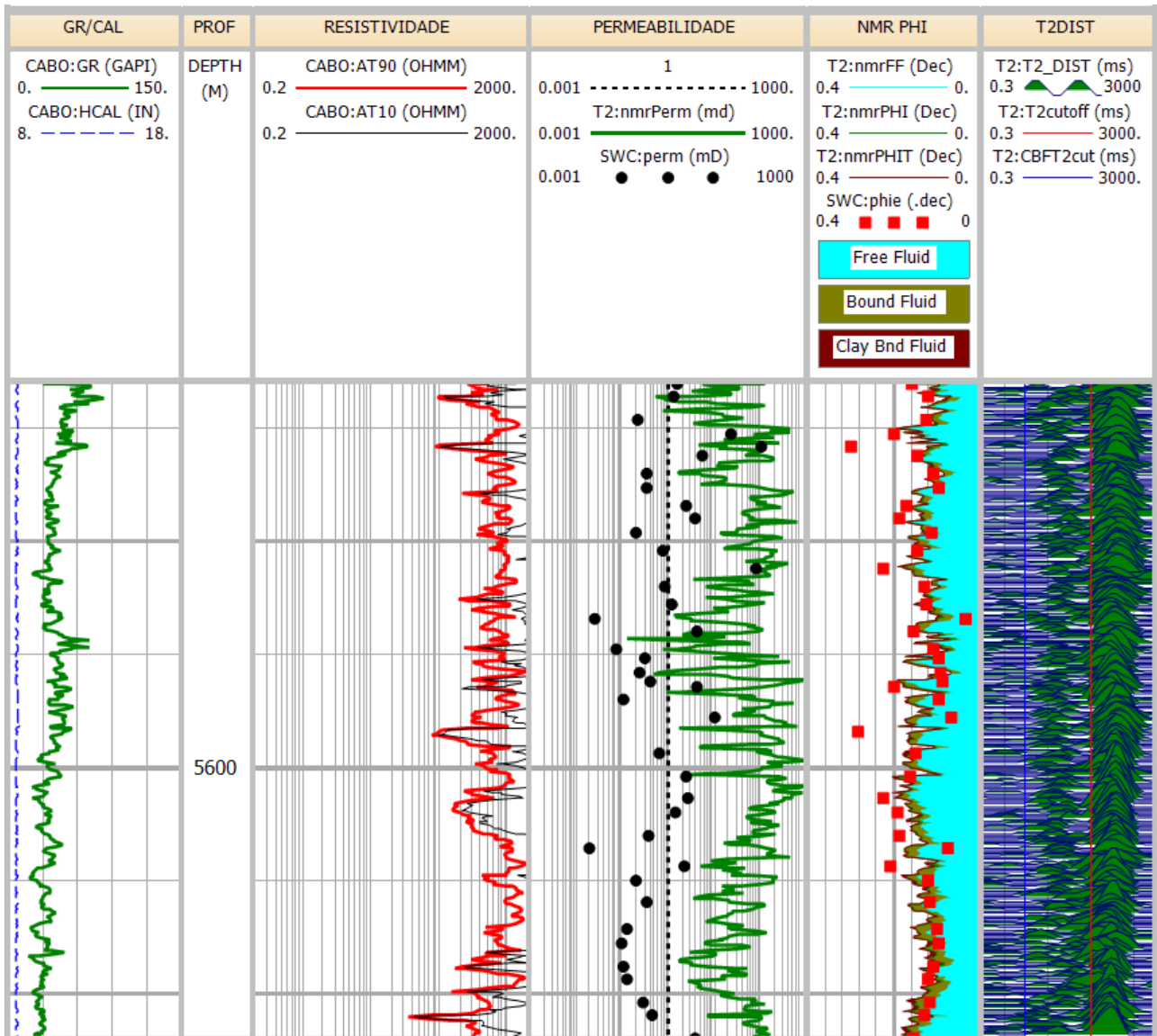


Figura 4.1.2: Trecho de perfil do poço “S”. Na trilha 4, os pontos pretos representam as permeabilidades absolutas da rocha e a curva verde, a permeabilidade absoluta de perfil, calculada com o modelo de Timur-Coates. A discrepância entre os valores medidos em amostras de rocha e os inferidos por perfil está relacionada à má conectividade do espaço poroso.

A busca por uma curva de permeabilidade absoluta em um ambiente tão heterogêneo, como o Pré-sal, não deveria ser uma tarefa com foco na exatidão. Um modelo de permeabilidade absoluta, que forneça valores compatíveis com os valores medidos em amostras de rocha e que, ao final do processo de avaliação petrofísica, permita criar modelos de saturação de água, úteis à modelagem de reservatórios, poderia ser o suficiente.

4.1.1. KCARB (modelo para cálculo de permeabilidade em carbonatos)

Esse modelo, mais uma alternativa para o cálculo de permeabilidade absoluta nos reservatórios carbonáticos do Pré-sal, é fruto de um projeto de cooperação técnica entre o Centro de Pesquisas da Petrobras e a Schlumberger (Machado *et al.*, 2010).

O modelo é bastante simples, objetivo e consiste na aplicação de uma entre duas equações de permeabilidade, de acordo com um fator de corte para macroporosidade que varia entre 800 ms e 1000 ms na distribuição do tempo de relaxação T₂ do perfil de ressonância magnética.

Se o carbonato contiver, principalmente, micro e mesoporosidade, a permeabilidade é controlada pela porosidade e pelo tamanho do grão. Nesse caso, a KSDR – *Schlumberger Doll Research* (equação 24) é a equação a ser utilizada.

(equação 24)

$$K_{SDR} = C * T_{2lm}^2 * \varphi^4$$

Onde:

- » C: variável dependente da formação (geralmente 4 para arenitos e 0,1 para carbonatos).
- » T_{2lm} : média logarítmica da distribuição de T₂ (ms).
- » φ : porosidade efetiva (.dec).

Porém, se o carbonato contiver, predominantemente, macroporos, a permeabilidade é controlada pela conectividade entre esses. Nesse caso, a equação de permeabilidade a ser utilizada será a K_{macro} (equação 25).

(equação 25)

$$K_{macro} = C * \left(\frac{V_{macro}}{V_{meso} + V_{micro}} \right) * 2,5 * CMRT^4$$

Onde:

- » C: variável dependente da formação (10⁷).
- » V_{macro}: volume de macroporos (.dec).
- » V_{meso}: volume de mesoporos (.dec).
- » V_{micro}: volume de microporos (.dec).
- » CMRT: porosidade total do perfil de ressonância magnética (.dec).

Em termos de porosidade, o corte para macroporosidade é de 7 pu (em relação à porosidade total).

Cabe destacar que as fórmulas para estimar permeabilidade, a partir de perfis de ressonância magnética, têm como pressuposto que a distribuição do tempo de relaxação T₂ reflete, com fidelidade, as dimensões dos poros e a geometria do espaço poroso. Condição que só pode ser atendida quando a saturação de água é de 100% na zona investigada pela ferramenta. Fora dessa condição, fórmulas empíricas podem até ser estabelecidas, no entanto, convém salientar que com saturação bifásica (hidrocarbonetos e água) não existe relação de causa e efeito entre a arquitetura

do espaço poroso e a distribuição do tempo de relaxação.

4.2. Unidades de fluxo e o cálculo da permeabilidade absoluta

Muitas técnicas surgiram com o intuito de minimizar as discrepâncias (decorrentes de heterogeneidade) entre rocha e perfil, no que diz respeito ao cálculo de uma curva de permeabilidade absoluta. Dentre as alternativas, houve uma boa aceitação, sobretudo dos petrofísicos da Gerência Executiva de Reservatórios, da técnica apoiada nas unidades hidráulicas de fluxo (Shenawi *et al.*, 2009).

Essa técnica, como descrito por Souza e Gomes (2014), parte da premissa de que

praticamente toda a heterogeneidade apresentada na relação porosidade efetiva versus permeabilidade absoluta é minimizada pela segmentação dos dados, em unidades hidráulicas de fluxo ou HFU (figura 4.2.1).

Uma HFU é controlada por atributos geológicos (como mineralogia e textura) e propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade e pressão capilar), não sendo necessariamente estabelecida por limites faciológicos. Dessa forma, um determinado tipo de rocha pode ocorrer em diversas HFU's (Gonçalves *et al.*, 2019). As HFU são calculadas a partir das FZIs (*flow zone indicators*) conforme definido em Amaefule, *et al.*, 1993. Para o cálculo das FZIs, devem ser seguidas as equações 26, 27 e 28.

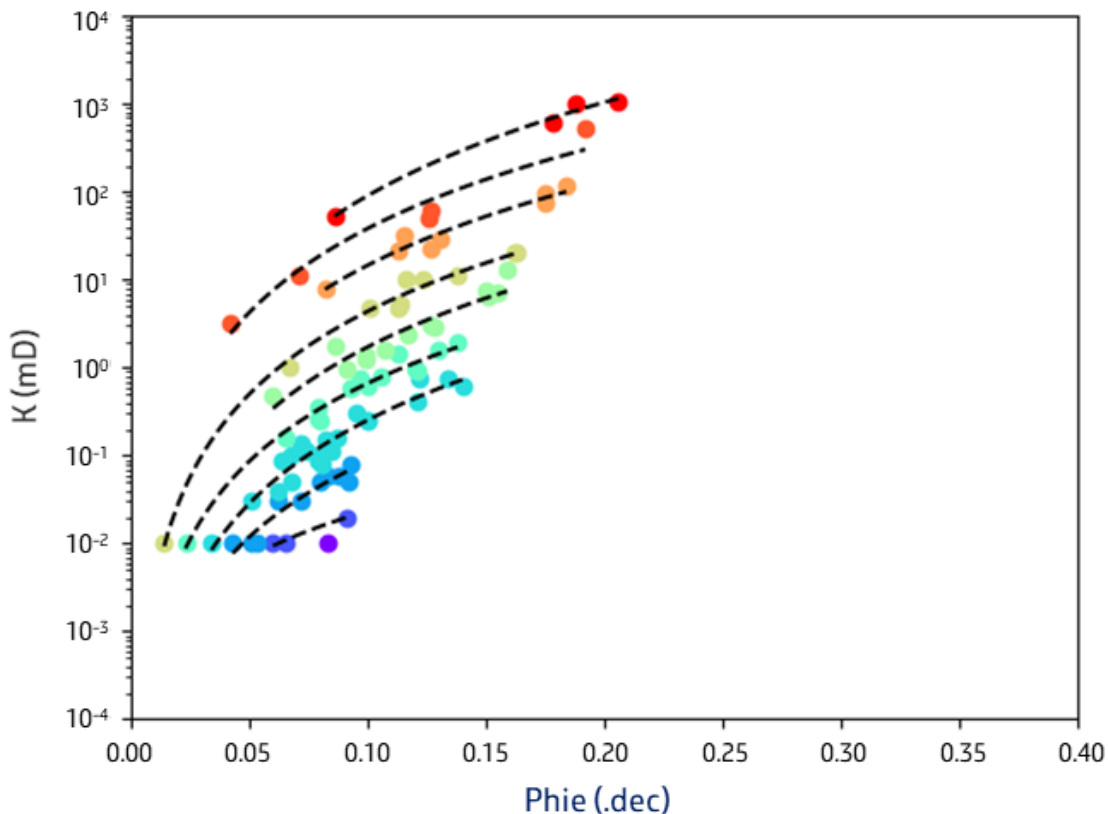


Figura 4.2.1: Relação porosidade efetiva versus permeabilidade absoluta, segmentada por 10 unidades hidráulicas de fluxo, em reservatório do Pré-sal da Bacia de Santos. As linhas tracejadas, representam o ajuste de funções potência ($y = a * x ^ b$).

(equação 26)

$$RQI = 0.0314 * \sqrt{\frac{K}{\varphi_e}}$$

(equação 27)

$$PHIZ = \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e}$$

(equação 28)

$$FZI = \frac{RQI}{PHIZ}$$

Onde:

- » *RQI*: *reservoir quality index* (μ).
- » *K*: permeabilidade absoluta (mD).
- » φ_e : porosidade efetiva (.dec).
- » *PHIZ*: razão entre volume poroso e volume de grãos.
- » *FZI*: indicador de zona de fluxo.

Uma vez calculadas as FZIs, procede-se para o cálculo das unidades hidráulicas de fluxo, onde HFU deverá ser limitada por dois valores de FZI: um máximo e um mínimo. Uma das maneiras mais utilizadas para a individualização das HFU foi proposta por Guo *et al.* (2007). Segundo Gonçalves *et al.* (2019), trata-se apenas de um recurso estatístico simples construído para dividir o conjunto de dados originais dos autores em intervalos discretizados, os quais foram considerados como Unidades Hidráulicas (equação 29).

(equação 29)

$$HU = Arredonda[2 * \ln FZI + 10,6]$$

Onde:

- » *HU*: unidades hidráulicas de fluxo.
- » *Arredonda*: função de arredondamento de valor.
- » *FZI*: *flow zone indicator*.

Como pode ser visto, no gráfico da figura 4.2.1, cada unidade hidráulica de fluxo pode ser ajustada por uma função potência (método alternativo ao original por FZI). O cálculo de uma curva de permeabilidade absoluta, capaz de enfrentar o desafio imposto pela heterogeneidade dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal, ocorre pela distribuição, ao longo do trecho de reservatório perfilado, dessas funções potência.

A distribuição dessas funções potência pode ser efetivada, por exemplo, com auxílio de inteligência artificial. Um modelo de classificação pode ser criado onde os dados de entrada sejam um conjunto de perfis, nas profundidades contempladas pelas amostras de rocha com resultados laboratoriais, e os dados de saída sejam as unidades hidráulicas de fluxo calculadas para essas amostras de rocha. Essa classificação feita por inteligência artificial distribuirá, ao longo de todo o intervalo de reservatório perfilado, as unidades hidráulicas de fluxo e, como consequência, aplicará as funções potência em função do perfil de porosidade efetiva (figura 4.2.2).

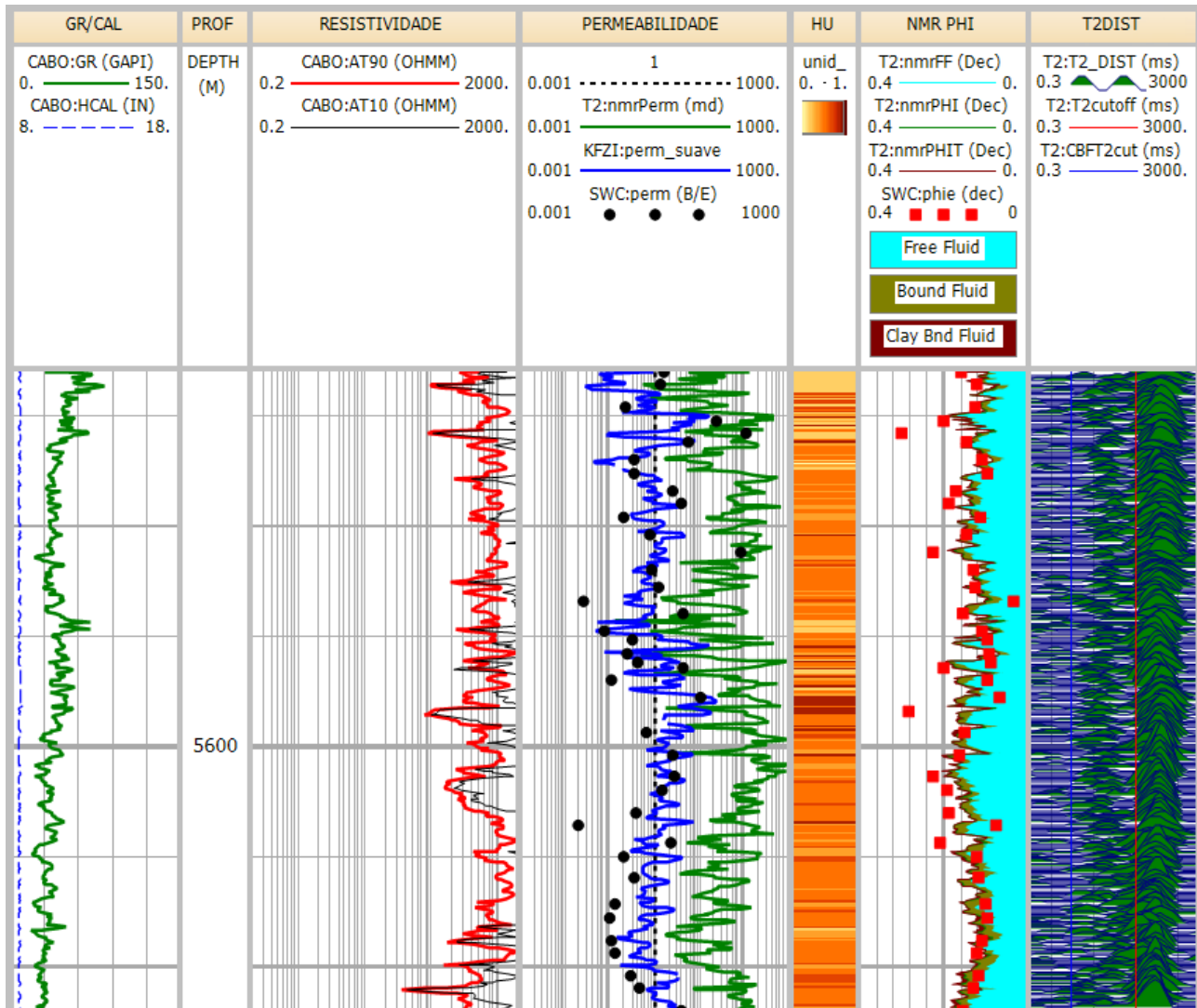


Figura 4.2.2: Composição de perfis, no mesmo intervalo do poço “S”, da figura 4.1.2. Na trilha 4, em azul, a curva de permeabilidade absoluta, calculada com auxílio das FZIs e HFUs. Na trilha 5, a coluna de unidades hidráulicas de fluxo. Quanto mais escura a cor, melhor a característica permoporosa do nível de reservatório perfurado.

4.3. Perfil de produção sintético

Os perfis de produção (PLT) são ferramentas utilizadas tanto para diagnosticar problemas no poço, quando ocorrem anomalias nas vazões em superfície, quanto para determinar propriedades de reservatórios, durante os testes de formação (Hegeman, 1987).

Na prática da caracterização de propriedades de reservatórios em poços revestidos, há de se observar os seguintes aspectos: o perfil de produção identifica (ou deveria identificar)

somente os níveis canhoneados com fluxo de fluidos; não estão afastadas as possibilidades de obstrução mecânica dos canhoneados; pode haver dano causado pelo próprio canhoneio; pode ocorrer baixa penetração da carga; o revestimento pode não ter sido perfurado; a cimentação pode estar canalizada; dentre outros.

No processo de avaliação petrofísica, esse perfil pode ser sintetizado, sendo resguardadas as limitações impostas pelo uso de dados

dos perfis básicos corridos a poço aberto, que investigam, exclusivamente, um volume de rocha reservatório, negligenciando as feições secundárias, tais como as fraturas, carstes e cavernas.

Uma vez calculada a permeabilidade absoluta, para o intervalo de interesse para hidrocarbonetos, a sintetização do perfil de produção se dá pelo somatório da curva de permeabilidade absoluta, multiplicada pelo *step* dos perfis (p. ex. 0,1524 m) (figura 4.3.1).

O sentido de acumulação dessa curva de K.H, também referenciada como a capacidade de

fluxo do reservatório, deve ser da base para o topo do intervalo de reservatório.

O apontamento das camadas com maior potencial de fluxo é dado a partir do cálculo da derivada da curva de K.H acumulado.

Nunca é demais lembrar que, nos reservatórios do Pré-sal, a ocorrência de fraturas, cavernas e estruturas afins, costumeiramente, fazem com que desvios ocorram entre o que fora calculado, com os perfis de produção sintéticos, e o medido efetivamente pelo PLT.

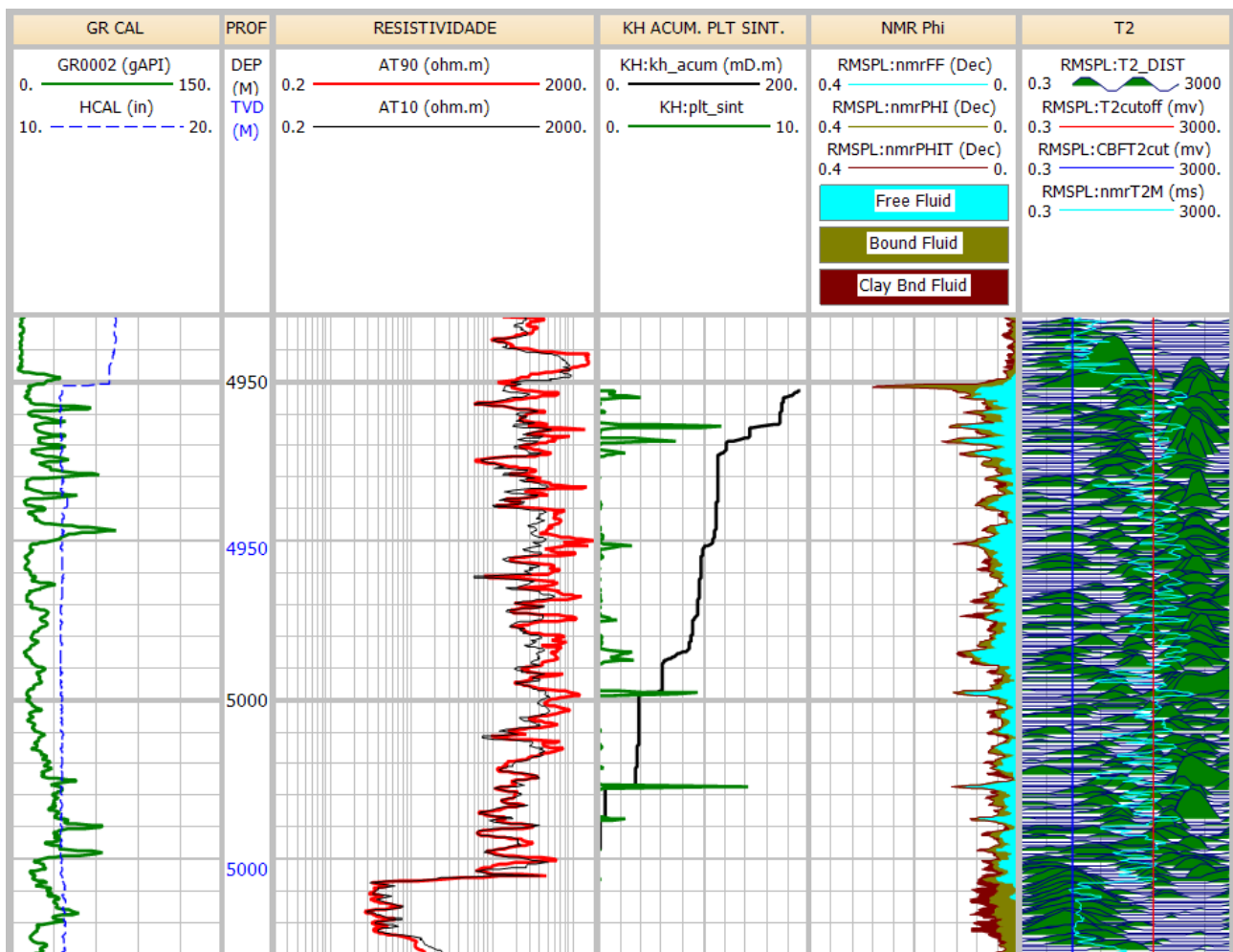


Figura 4.3.1: Composição de perfis no poço "T1". Na trilha 4, em preto, o perfil de produção sintético e, em verde, a derivada do perfil de produção sintético, apontando as camadas com maior capacidade de fluxo.

O perfil de produção sintético, além de auxiliar no processo da seleção de intervalos para testes de formação, pode ser utilizado, após a realização e interpretação dos resultados desses testes, para o ajuste do modelo de permeabilidade absoluta, utilizando para este fim os valores de K.H medidos nos testes de formação.

4.4. Classes de reservatórios

Na esteira das FZIs (*flow zone indicators*) e HUs (*hydraulic units*), o petrofísico da Gerência Executiva de Exploração, Nascimento (2014), criou um sistema de classificação de reservatórios, focado no Pré-sal, mas que também pode ser empregado em outros ambientes estratigráficos, denominado: "classes de reservatórios". Desde então, esse método de classificação de reservatórios vem alcançando abrangência entre geólogos, geofísicos e petrofísicos, da Exploração em específico.

O objetivo das classes de reservatórios é, em função de janelas de porosidade efetiva, classificar os reservatórios com relação às suas respectivas capacidades de fluxo.

O cálculo das classes de reservatórios resulta em uma curva em forma de S, tal qual a função sigmoide, que define a curva "S" de negócios no ciclo atemporal de crescimento de uma companhia (figura 4.4.1). Nesta curva, dividida em quatro setores, percebe-se: um momento inicial, onde nada acontece; um segundo momento, em que se inicia o crescimento da companhia; um terceiro e fervoroso momento, onde a companhia atinge o crescimento em larga escala; e um quarto momento, de estabilização do crescimento. Os conceitos teóricos estabelecidos nos trabalhos de Lorenz (1905), Lalanne e Massonnat (2004) também estão presentes neste método para classificação de reservatórios.

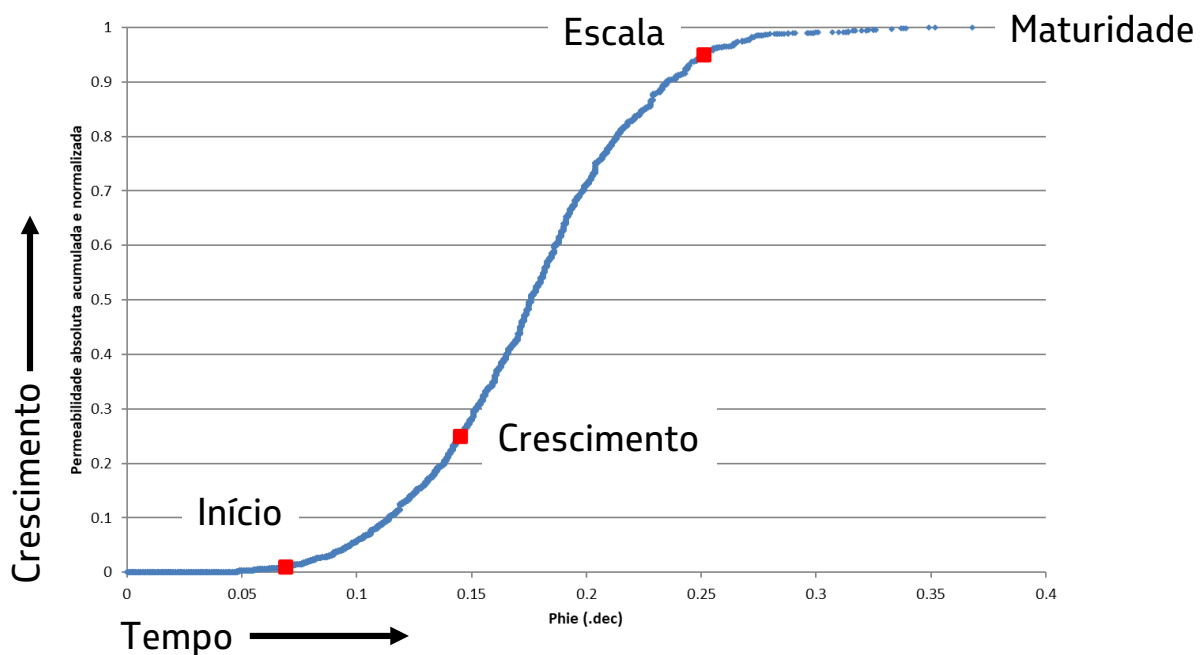


Figura 4.4.1: Curva "S" de negócios do ciclo atemporal do crescimento de uma companhia adaptada sobre a curva "S" das classes de reservatórios para o Pré-sal da Bacia de Santos.

No caso petrofísico das classes de reservatórios, para a construção da curva “S”, procede-se com a acumulação da permeabilidade absoluta em função da porosidade efetiva. Os valores da permeabilidade absoluta acumulada devem ser normalizados, entre 0 e 1, para o melhor particionamento da curva em percentis.

Os quatro setores da curva “S”, no caso petrofísico, são definidos por percentis, no eixo das ordenadas (permeabilidades absolutas

acumuladas), rebatidos no eixo das abscissas (porosidades efetivas): primeiro setor, limitado pelo percentil 1, onde não há acúmulo de permeabilidade absoluta; segundo setor, limitado pelo percentil 25, onde se inicia o acúmulo de permeabilidade absoluta; terceiro setor, limitado pelo percentil 95, onde há o acúmulo abrupto de permeabilidade absoluta; e o quarto setor, a partir do percentil 95, onde o acúmulo de permeabilidade absoluta se estabiliza (figura 4.4.2).

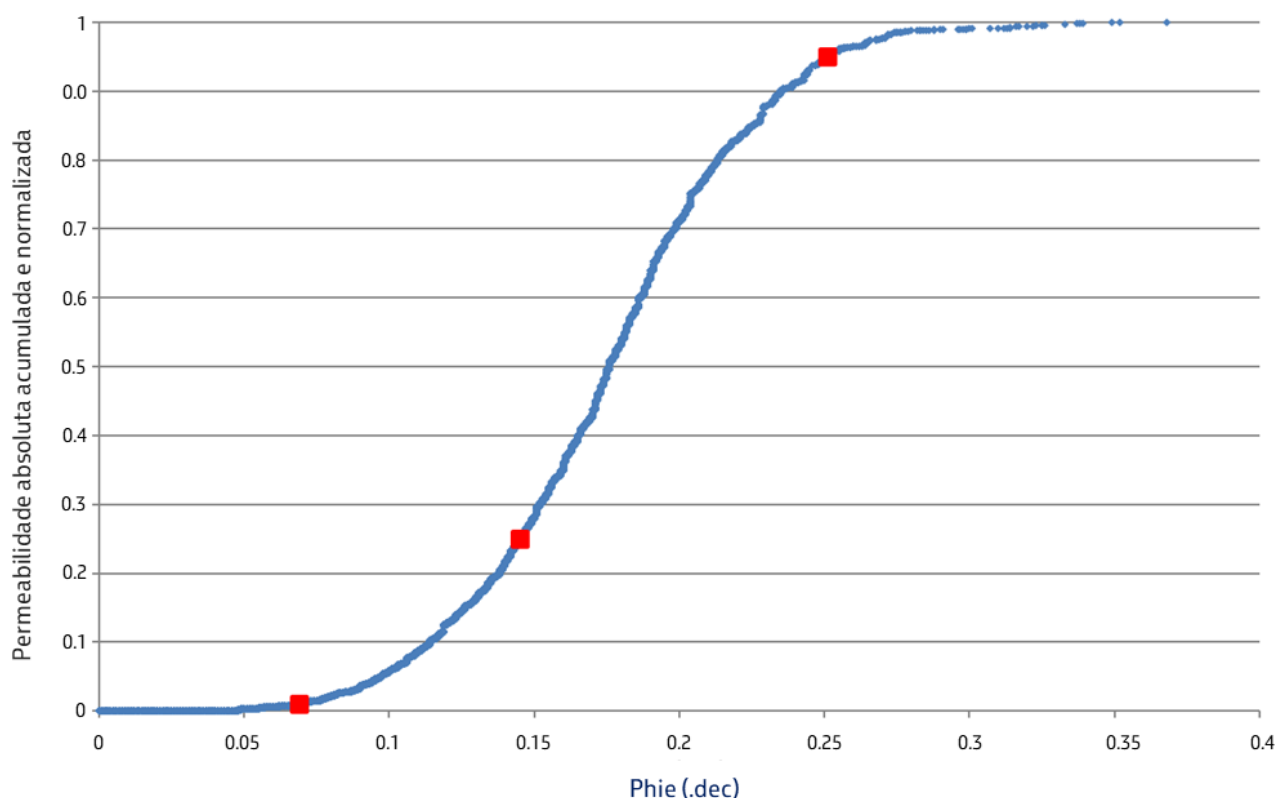


Figura 4.4.2: Gráfico da curva “S”, para o Pré-sal da Bacia de Santos, construído com os dados de ensaios de petrofísica básica, disponíveis quando do estabelecimento do método em 2014. Os quadrados vermelhos são, respectivamente, os percentis 1, 25 e 95.

Cabe salientar que o emprego dos percentis supracitados para definição das classes de reservatórios, com exceção do P1, que limita a primeira classe, pode ser modificado até que se tenha, em uma dada área exploratória, informação petrofísica suficiente para a construção de uma curva “S” perfeita.

Do gráfico da curva “S”, para o Pré-sal da Bacia de Santos, mostrado na figura acima, são definidas as classes de reservatórios a seguir, individualizadas pelas janelas de porosidade efetiva mostradas na tabela 4.4.1.

Tabela 4.4.1: Classes de reservatórios identificadas, genericamente, no Pré-sal da Bacia de Santos no ano de 2014. Note que o limite de porosidade efetiva, entre as classes 1 e 2, guarda similaridade com o corte de porosidade efetiva de 6%, definido para o Pré-sal da Bacia de Santos.

ClassRes #1		ClassRes #2		ClassRes #3		ClassRes #4	
Phie (.dec)		Phie (.dec)		Phie (.dec)		Phie (.dec)	
Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
0	0.07	0.07	0.145	0.145	0.25	0.25	máximo

As classes de reservatórios também podem ser explicadas pelas fácies que as compõem. Isto porque as fácies principais de cada uma das quatro classes de reservatórios também estão refletidas nas estatísticas de porosidade efetiva, permeabilidade absoluta e saturação de água irreduzível.

Uma vez definidas as classes de reservatórios, sua aplicação em poço é tarefa simples e direta. Bastando, para isso, o uso de afirmações condicionais sobre a curva de

porosidade efetiva, baseadas nas janelas de porosidade efetiva definidas para cada classe de reservatório (figura 4.4.3).

Ao trabalhar com janelas de porosidade efetiva, as classes de reservatórios possuem maior capacidade estatística de generalizar a qualidade dos reservatórios e de se adequarem à resolução sísmica, quando comparadas às FZIs. Além de serem uma alternativa prática para a definição de intervalos a serem avaliados por testes de formação.

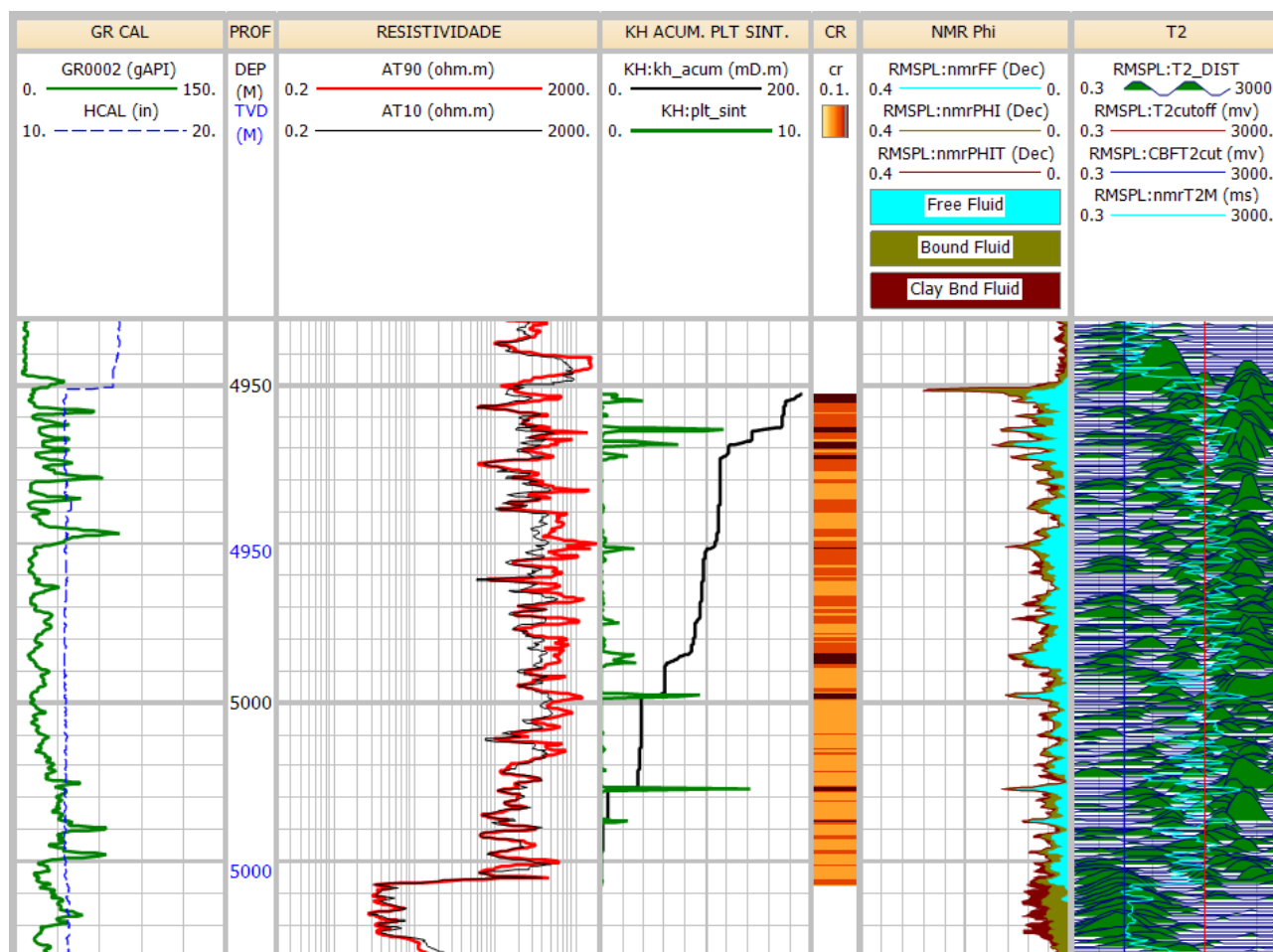


Figura 4.4.3: Composição de perfis, no poço “T1”. Na trilha 5, as classes de reservatórios. Quanto mais escura a cor, melhor a capacidade de fluxo da camada. Perceba a correlação entre as classes de reservatórios e o perfil de produção sintético, em verde, na trilha 4.

4.5. Interpretação e uso de dados dinâmicos

Desde a revelação dos resultados de interpretação dos perfis do poço pioneiro “T1”, os profissionais da Petrobras, envolvidos com a tarefa de exploração do Pré-sal do Atlântico Sul, perceberam que deveria haver uma sensível adaptação de suas mentes a novos paradigmas. Com efeito, nas três décadas anteriores a esta descoberta, grande parte dos esforços dos quadros da companhia estava voltada para o estudo de sistemas turbidíticos.

À medida que novas oportunidades exploratórias foram se transformando em promissores projetos, passou a haver a necessidade de uso sistemático de dados dinâmicos para caracterização das jazidas correspondentes.

Interpretações sísmicas e de perfis, além de ensaios e análises laboratoriais, têm revelado espaços porosos com algumas porções eminentemente matriciais e numerosas outras com marcante presença de *vugs*, carstes e fraturas.

As interpretações dos dados dinâmicos, com todas suas inerentes limitações, têm revelado que estes tipos de heterogeneidades possuem papel determinante no escoamento dentro do meio poroso.

De forma geral, os testes de formação têm importante papel na caracterização dos reservatórios e na calibração dos modelos de escoamento, ambos essenciais para o esforço contínuo de redução de incertezas e para uma boa concepção de projeto.

Para fazer frente às necessidades de caracterização de cada um dos reservatórios das grandes descobertas do Pré-sal do Atlântico Sul e de calibração de seus correspondentes modelos de escoamento, nas fases exploratória e de confirmação do potencial econômico da jazida, têm sido utilizadas as fontes de dados dinâmicos listadas a seguir, em ordem das de menor para as de maior abrangência.

4.5.1. Tomadas de pressão

As tomadas de pressão são registros discretos de pressão em diferentes profundidades, adquiridos logo após a perfuração de um poço. Este tipo de registro, quando tomado com o reservatório em condições de equilíbrio, tem sido utilizado como contribuinte para a tradicional formulação de hipóteses acerca da existência ou ausência de compartimentação do meio poroso.

Com o reservatório em produção, como, por exemplo, no caso em que a perfuração de um poço de extensão se dê de forma

concomitante a um teste de longa duração, as tomadas de pressão têm permitido a inferência do grau de conectividade entre poços, pelo menos para aquele tempo em que elas tenham sido executadas.

4.5.2. Mini-TIs

Mini-TIs são testes de injeção de curta duração, executados imediatamente após a estimulação de poços que não venham a sofrer um teste de maior duração logo na sequência. Assim, após a injeção do último estágio do tratamento ácido, há um deslocamento de água por algumas horas, seguido de um curto período de estática. Este tipo de teste tem sido, portanto, subproduto da operação de estimulação e tem servido apenas para a aferição de qualidade dos resultados de estimulação e para calibração do campo de permeabilidades dos modelos nas cercanias dos poços.

4.5.3. Testes de formação a poço revestido (TFR)

De acordo com a definição da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), testes de formação a poço revestido (TFR) são testes de produção com duração acumulada de fluxo franco menor ou igual a 72h. De forma geral, em poços exploratórios, todo este período disponível tem sido aproveitado, inclusive para corrida de perfis de produção (PLT) e para coleta de volumes suplementares de fluido em condições de reservatório.

Os TFRs, nas fases exploratória e de *appraisal*, têm sido executados a partir de sonda de perfuração e, geralmente, com o poço completado de forma provisória.

Da mesma forma e com durações similares, também têm sido conduzidos testes de injeção (TIs), normalmente de água em zona de óleo, com vistas à estimativa de injetividade em algumas posições das jazidas.

Estes tipos de teste têm servido principalmente para determinação de produtividade (ou injetividade), da condição de dano do poço, de capacidade de escoamento total do intervalo e para a verificação da existência de limites ao escoamento, com atenção especial à consistência de interpretações de teste e de sísmica.

Tem sido possível perceber o efeito de heterogeneidades em respostas de pressão, mas para sua boa caracterização tem-se recorrido à medição de interferências entre poços, o que tem sido viável a partir de testes mais duradouros.

4.5.4. Testes de longa duração (TLD)

Qualquer teste de produção que supere o limite supracitado de 72 horas, estabelecido pelos padrões da ANP, é classificado como teste de longa duração. Na prática, têm sido realizados testes de duração típica de 6 meses, de onde se têm extraído informações preciosas para os projetos. Em geral, tem-se lançado mão da medição concomitante de pressão em poços observadores.

Com estas condições, tem sido possível medir a progressão da produtividade, de BSW (quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquido e sedimentos), de RGO (razão gás-óleo), de teor de contaminantes, de parâmetros associados à garantia de escoamento e, além disso, avaliar a existência de barreiras, de anisotropia horizontal e vertical a longas distâncias, da presença de redes carstes e fraturas e, eventualmente, a identificação de algum efeito de manutenção de pressão devido a aquíferos. Sobretudo, TLDs têm propiciado a medição de conectividade entre regiões do meio poroso e a estimativa de seu volume original de óleo *in place* (VOIP) (Whittle & Gringarten, 2008; Feitosa, 2012).

TLDs têm impactado significativamente os projetos, conduzindo as equipes responsáveis a decisões associadas à sua própria viabilidade, à quantidade e à capacidade de UEPs (unidade estacionária de produção), à quantidade e ao tipo de poços, ao projeto de instalações submarinas e a otimizações no plano de drenagem.

4.6. Interpretação de testes de formação

O processo de interpretação de testes de formação pertence à classe dos problemas inversos. O reservatório é perturbado pela retirada (ou pela injeção) de fluidos ao longo do tempo e isto resulta em variações de pressões do meio. Assim, a partir dos registros temporais de vazão e de pressão, busca-se uma função de transferência (modelo) que possa relacioná-los de forma satisfatória (Figura 4.6.1).

O processo de interpretação pode ser dividido em duas etapas, as quais são executadas em sequência: i) a de identificação do modelo mais apropriado, em função da observação dos dados de teste e do conhecimento acumulado da jazida; ii) a de calibração dos parâmetros do modelo escolhido, de forma

que os dados simulados possam reproduzir o mais fielmente possível os dados medidos. Portanto, a primeira etapa do processo de interpretação de testes envolve uma escolha. Assim sendo, ela naturalmente acarreta certa dose de ambiguidade.

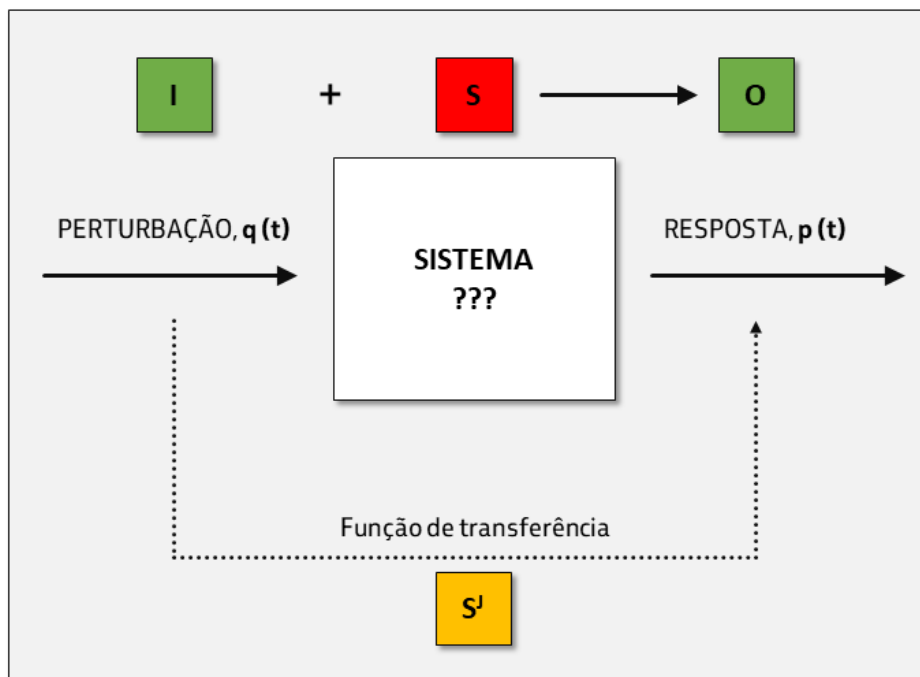


Figura 4.6.1: Problema inverso de interpretação de testes de formação.

A rigor todo o reservatório de petróleo apresenta algum nível de heterogeneidade, a depender da escala com que se dirija o olhar (Haldorsen in Lake and Carroll, 1986). Para o intérprete de testes de formações, o efeito da heterogeneidade é mais imediatamente observado pelo desvio do comportamento

radial infinito num gráfico de diagnóstico. Na Figura 4.6.2, a curva de derivada de pressões do modelo homogêneo (preta) mostra-se constante em todo o período compreendido entre 0,01 h e o final do teste, enquanto a correspondente ao modelo heterogêneo (vermelha) apresenta um vale após 0,1h.

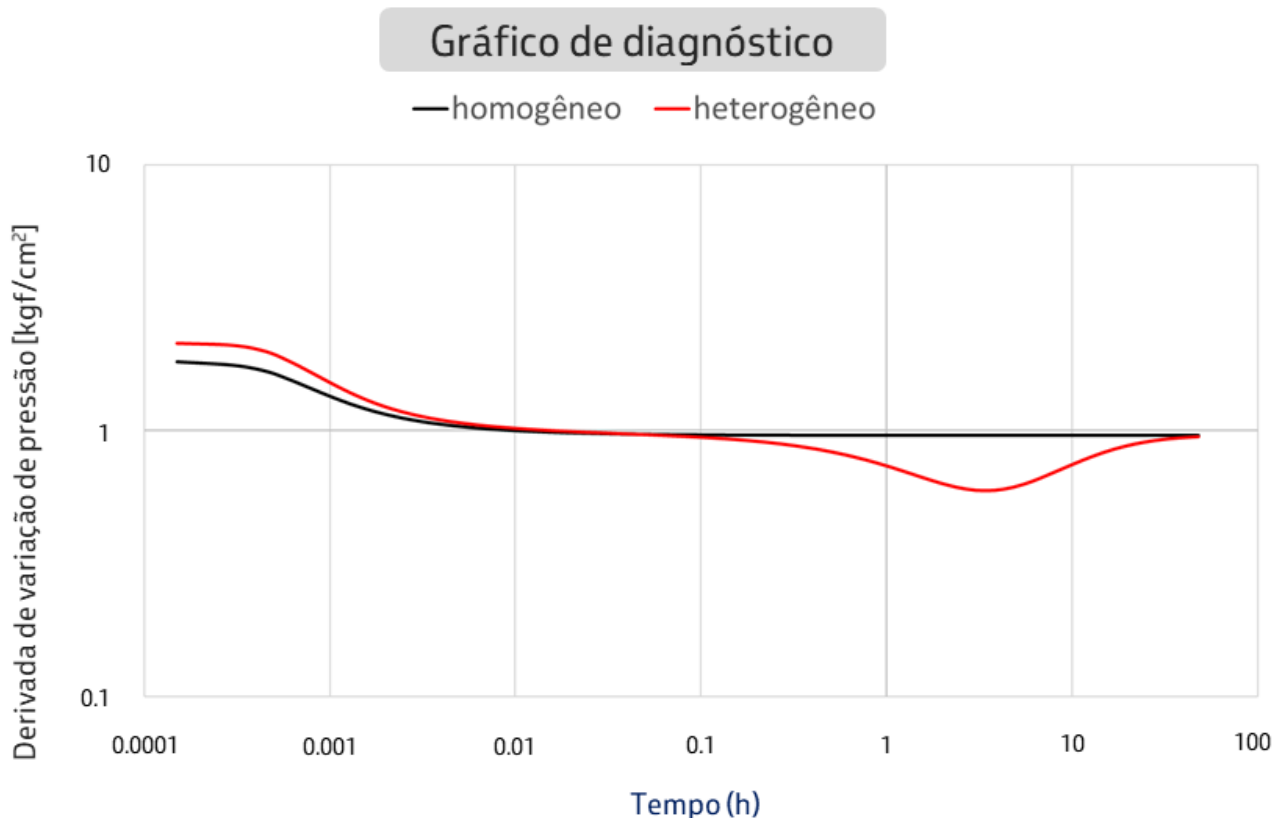


Figura 4.6.2: Gráfico de diagnóstico típico para reservatórios homogêneo e heterogêneo.

Vários dos elementos, presumivelmente constituintes do espaço poroso das rochas carbonáticas do Pré-sal, tendem a causar, nas respostas de pressão, efeitos similares entre si, tornando o processo de interpretação de testes em reservatórios heterogêneos ainda mais ambíguo (Onur *et. al.*, 2019).

Na escala de perfis de poços, geralmente há uma boa caracterização das propriedades devidas à estratificação do reservatório e, comumente, ocorre constatação da presença de *vugs*, fraturas e carstes. No processo de interpretação de testes, costuma-se admitir o conhecimento prévio oriundo desta escala de maior detalhe.

No entanto, elementos não atravessados pelo poço, como redes de fraturas e de carstes, também podem produzir efeito significativo nas pressões. Normalmente, nem suas conformações e nem suas propriedades podem ser diretamente inferidas por outras fontes, como, por exemplo, pela interpretação sísmica. Deste modo, a rigor, o que tende a ocorrer é a imposição destes elementos nos modelos de fluxo, por uma abordagem estocástica, e posteriormente a tentativa de calibração do modelo aos dados dinâmicos medidos. Neste contexto, a existência de dados de longo prazo (TLD) e de interferência entre poços assume muita importância.

4.7. Compromisso espaço-temporal e limite de observação de heterogeneidades

As grandezas medidas em testes de formação, pressões e vazões são registros temporais discretos. A identificação de regimes de fluxo acontece, portanto, no domínio do tempo. Se as características do espaço poroso são, ao menos, próximas à homogeneidade, a modelagem de testes de formação pode ser tratada como um problema unidimensional e a conversão tempo-espacial, executada com base na constante de difusão do meio poroso, torna-se uma tarefa trivial.

Por outro lado, se o reservatório contém elementos que o torne heterogêneo, normalmente uma segunda dimensão deve

ser acrescentada ao problema e este compromisso tempo-espacial é sobremaneira dificultado.

A Figura 4.7.1 mostra um mesmo modelo de reservatório com três diferentes condições de dano. O modelo possui cinco camadas de permeabilidades distintas, com dano ou estímulo também distintos. Dano, este, correspondente ao fator *skin* "S". Nota-se que o acréscimo da dimensão vertical do problema e imposição de variações apenas na condição de dano de cada camada fizeram com que o formato da curva até 10h variasse significativamente.

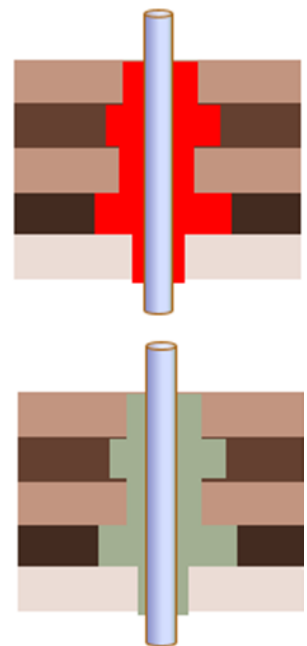
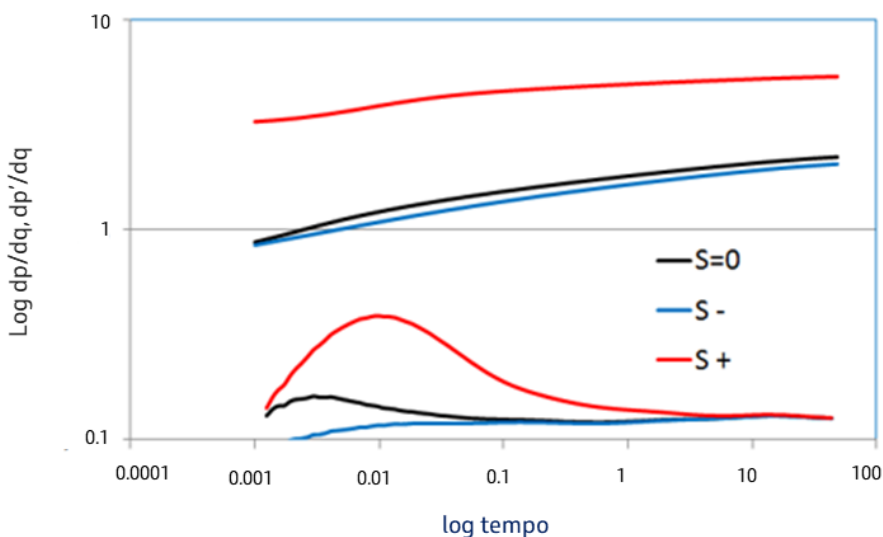


Figura 4.7.1: Modelo de reservatório estratificado, com diferentes condições de dano por camada.

A rigor este tipo de modelagem é muito flexível, pois há heterogeneidades de diferentes formas, tamanhos, propriedades e diferentes

distâncias ao poço sob análise. Consequentemente, uma enorme quantidade de parâmetros para ajuste.

Entretanto, a possibilidade de sua caracterização por registros feitos no próprio poço (problema inverso) é limitada.

A Figura 4.7.2 mostra os resultados da modelagem de uma fratura, de dimensão "L", de condutividade infinita a uma distância "a" de um poço sob teste. Se a fratura está localizada no poço, a derivada de variação de pressão apresenta subida característica em inclinação

1:2. Se ela está a uma distância relativamente próxima ao poço, seu efeito se manifesta na forma de um vale na curva aludida. No entanto, se ela está a uma distância superior a 0,5L, não há desvio algum do comportamento radial infinito. Neste último caso, não há como caracterizá-la. Estas mesmas conclusões podem ser atingidas em modelos de redes de fraturas discretas e de redes de carstes.

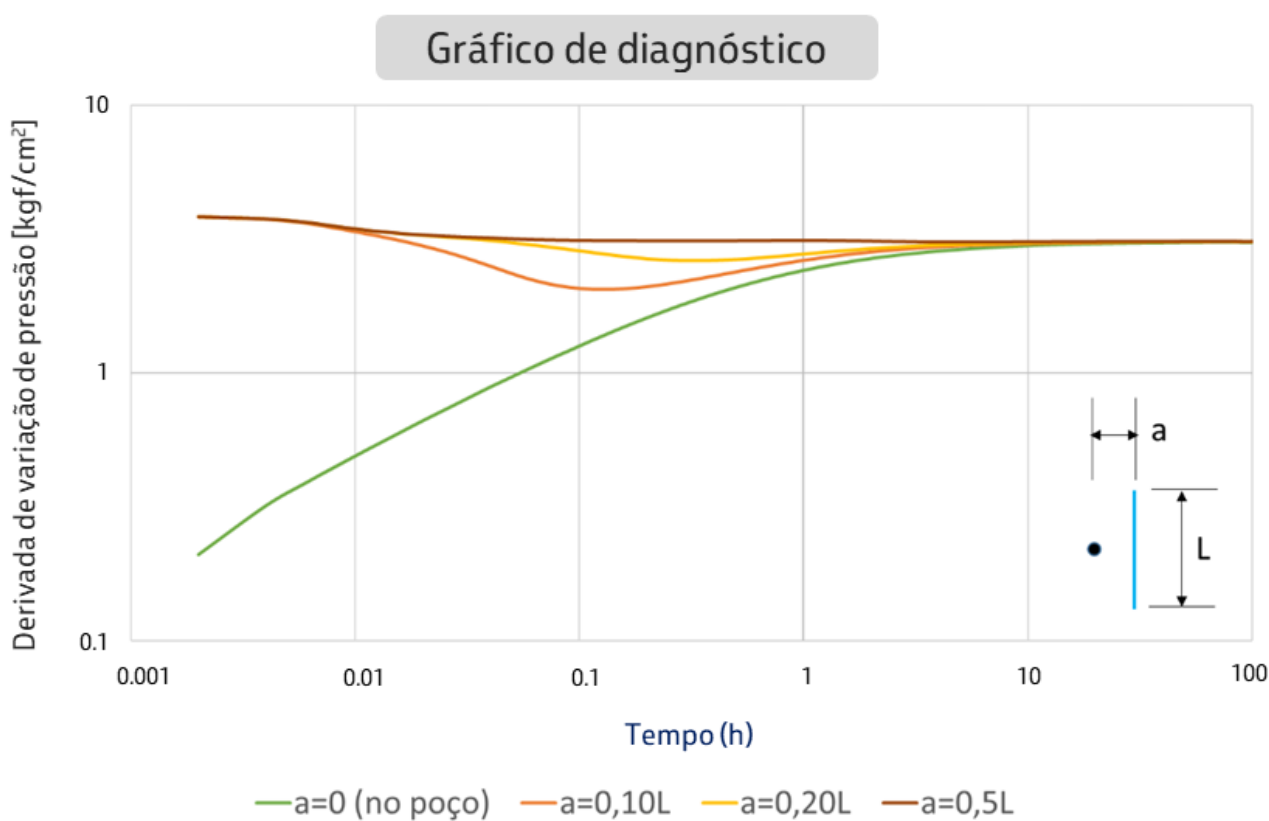


Figura 4.7.2: Caracterização de fratura de comprimento "L", localizada a uma distância "a" do poço.

Na prática, portanto, a possibilidade de inferência da existência de alguma heterogeneidade, afora aquelas identificadas no próprio poço, depende de sua dimensão, de sua distância ao poço, do contraste entre suas propriedades e as do meio circundante, entre outros.

Portanto, as ambiguidades decorrentes do processo de interpretação de testes e sua própria limitação impõem a necessidade de medição de interferência entre poços, caso se queira realizar uma boa caracterização do espaço poroso.

4.8. Uso dos dados dinâmicos

Durante as fases de exploração e de *appraisal*, as equipes responsáveis pelos projetos dos sistemas de produção, para os campos do Pré-sal, têm buscado adquirir dados dinâmicos e incorporar aos respectivos modelos geológico e de escoamento os diversos elementos necessários, que os façam capazes de gerar saídas compatíveis com os dados medidos.

Tem-se trabalhado com um número considerável de modelos, numa abordagem probabilística. À medida que os dados dinâmicos têm sido revelados, tem-se procurado adaptar suas características de forma que eles possam representá-los, reduzindo-se, assim, as incertezas de projeto.

A complexidade dos reservatórios e a dificuldade de caracterização dos elementos constituintes de espaços porosos tão heterogêneos têm imposto a necessidade de forte integração entre o conhecimento acumulado pelas disciplinas de Petrofísica, Geofísica, Geologia, Interpretação de Testes Dinâmicos das Formações e Engenharia de Reservatórios. Apesar dos inerentes problemas de distinção de escala e de natureza dos dados, tem havido uma busca sistemática pela conciliação das interpretações num modelo harmonioso, com o fito de dimensionar ou otimizar o sistema produtivo.

5. CONCLUSÃO

Os conhecimentos acumulados da avaliação petrofísica de coquinas vulgares da Bacia de Campos e de reservatórios intergranulares mostraram-se insuficientes para a avaliação dos reservatórios do Pré-sal.

A microporosidade desses carbonatos do Pré-sal, que apresenta comportamento, em perfil, similar ao de folhelhos, surgiu como armadilha a avaliação petrofísica, baseada em curvas de porosidade total (equivalente à porosidade efetiva no caso de carbonatos).

O perfil de ressonância magnética foi o viabilizador da descoberta do Pré-sal, justamente por superar esse desafio imposto pela microporosidade, ora presente nesses carbonatos. Além disso, deflagrou uma verdadeira revolução nos processos de avaliação petrofísica e, por que não, na indústria do petróleo. Mas, essa revolução não seria possível sem o emprego do fluido de perfuração sintético a base de n-parafinas, na perfuração dos poços exploratórios.

O uso do fluido de perfuração sintético foi fundamental, não somente para a boa perfuração e perfilagem dos poços, mas também por assegurar as condições ambientais ideais para a corrida do perfil de ressonância magnética nuclear.

Algumas técnicas tradicionalmente utilizadas para a avaliação petrofísica, tais como a equação de Archie, puderam ser aplicadas aos carbonatos do Pré-sal, porém foi necessário compreender e calcular novos parâmetros,

em magnitudes até então não trabalhadas pelo corpo técnico.

A totalização desses reservatórios foi tema de grande discussão, aspectos dinâmicos e estáticos foram confrontados. Por fim, os aspectos estáticos foram preponderantes, com o uso da espessura porosa com óleo como balizador na definição do *net pay*.

A heterogeneidade apresentada na relação entre porosidade efetiva e permeabilidade absoluta foi, sem dúvida, um dos maiores desafios petrofísicos enfrentados. Foi necessário evoluir no entendimento e desenvolvimento de novas técnicas que possibilitassem uma melhor estimativa da permeabilidade absoluta através dos perfis e consequente suporte na definição dos intervalos a serem testados.

Os registros a cabo de pressão estática das formações foram fundamentais para a definição dos contatos entre fluidos e da extensão das zonas de interesse para hidrocarbonetos. Mais uma vez, sem o uso do fluido de perfuração sintético, na perfuração dos poços exploratórios, não seria possível a tomada, com qualidade, da pressão estática dos reservatórios, assim como a amostragem conclusiva dos fluidos da formação.

O Pré-sal também foi responsável pelo resgate da técnica de análise de cromatografia gasosa por *mudlogging*, que possibilitou o acesso à qualificação dos fluidos presentes nas formações e a correlação de fluidos entre

reservatórios, ainda durante a perfuração dos poços.

A parceria técnica, a dedicação e o envolvimento de petrofísicos, engenheiros de interpretação de testes dinâmicos das formações e geólogos de operações geológicas foram fundamentais na descoberta do Pré-sal, através da avaliação do poço "T1". A soma desses fatores permitiu comprovar a ocorrência e o potencial produtor de reservatório saturado por óleo, sob características petrofísicas, até então tidas como subcomerciais. Não fosse pela atuação assertiva dos experientes técnicos incumbidos da avaliação de formações daquele prospecto, o Pré-sal não teria sido descoberto naquela ocasião.

AGRADECIMENTOS

Os autores do capítulo de avaliação de formações, gostariam de agradecer ao gerente executivo de exploração Mário Carminatti pela oportunidade de publicação da importante disciplina de avaliação de formações nesta obra das grandes descobertas do Pré-sal. Aos organizadores do livro, os colegas Carlos César de Araújo, Anderson Pinheiro Chagas e Luiz Alberto Santos, pelo convite para participar desta grandiosa publicação. Ao gerente geral da gerência de tecnologia e processamento de geologia e geofísica, Jonilton Pessoa, ao gerente de integração petro-geofísica, Lindemberg Pinheiro Borges e seu coordenador Eduardo Mezzomo e

a gerente de avaliação de reservatórios, Anelise de Lima Souza, pelo aceite e disponibilização dos técnicos envolvidos na confecção do capítulo. Aos colegas Ana Patrícia Cavalcanti de Castro Laier e Conrado Keidel, pela elaboração conjunta do capítulo. Aos colegas André Luiz Martins Compan, Guilherme Fernandes Vasquez, Bruno Tosta Bittencourt, Frederico Bastos Schuab e Cândida Menezes de Jesus pela revisão técnica e contribuições. Por fim, agradecemos aos petrofísicos eméritos João de Deus Santos Nascimento e Paulo Sérgio Denicol por brindar este capítulo com suas participações.

REFERÊNCIAS

- AMAEFULE, J. O.; ALTUNBAY, M. H.; TIAB, D.; KERSEY, D. G.; KEELAN, D. K. Enhanced Reservoir Description Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. **Society of Petroleum Engineers**, Annual Technical Conference and Exhibition, Houston-TX, 1993, p. 205-220.
- ARCHIE, G. E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. **Society of Petroleum Engineers**, Journal Paper, 1942, vol. 146, p. 54-62.
- ASQUITH, G. B. **Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs**. Methods in Exploration Series No. 5, American Association of Petroleum Geologists, 1985. 47 p.
- BLOEMENKAMP, R.; ZHANG, T.; COMPARON, L.; YANG, S.; MARPAUNG, S.; GUINOIS, E. M.; VALLEY, G.; VESSEREAU, P.; SHALABY, E.; LI, B.; KUMAR, A.; KEAR, R.; YANG, Y. Design and Field Testing of a New High-Definition Microresistivity Imaging Tool Engineered for Oil-Based Mud. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 55, 2014, Abu Dhabi. Transactions. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos.
- CARNEIRO, S. R. R.; DOS SANTOS, B. C. C.; BRANCO, C. C. M.; BRAZIL, F. A. F.; BONZANINI, L. A. F.; RODRIGUES, L. S.; VASCONCELLOS, P. B. M. P.; CARVALHO, R. K.; LYKAWKA, R.; POZZI, R. P. C.; ARTAGÃO, V. M. **Metodologia de Definição de Parâmetros de Corte no Polo Pré-sal da Bacia de Santos**. Grupo de Trabalho Petrobras. RES/TR/AR, 2018, 32 p.
- CHEUNG, P.; PITTMAN, D.; HAYMAN, A.; LARONGA, R.; VESSEREAU, P.; OUNADJELA, A.; DESPORT, O.; HANSEN, S.; KEAR, R.; LAMB, M.; BORBAS, T.; WENDT, B. Field Test Results of a New Oil-Base Mud Formation Imager Tool. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 42, 2001. Transactions. Houston, Estados Unidos da América.
- CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L. C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. **AAPG Bulletin**, v. 54, n. 2, p. 207-250, 1970.
- COATES, G. R.; PEVERARO, R. C. A.; HARDWICK, A.; ROBERTS, D. The Magnetic Resonance Imaging Log Characterized by Comparison with Petrophysical Properties and Laboratory Core Data. **Society of Petroleum**

Engineers, Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas-TX, 1991, p. 627-635.

COATES, G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M. G. **NMR Logging Principles & Applications**. Halliburton, 2001, 234 p.

DENICOL, P. S. Effects of Pore Geometry on Log-Derived Cementation Exponents in Carbonate Reservoirs. **SPWLA 34th Annual Logging Symposium**, Calgary, 1993, p. M1-M13.

EKSTROM, M. P.; DAHAN, C. A.; CHEN, M. Y. L.; ROSSI, D. J. Formation Imaging with Micro-electrical Scanning Arrays. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 27, 1986. Transactions. Estados Unidos da América, 1986.

FARAGUNA, J. K.; CHACE, D. M.; SCHMIDT, M. G. An Improved Borehole Televiewer System: Image Acquisition, Analysis and Integration. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 30, 1989, Denver. Transactions. Denver, Estados Unidos da América, 1989.

FEITOSA, G. S. Teste Limite de Reservatório sob Influência de Aquífero. **Seminário de Avaliação de Formações**, Petrobras, 2012.

FORNERO, S. A. **Estimativa de Permeabilidade e Porosidade Usando Dados de Amplitude e Condutividade dos Perfis de Imagem Adquiridos do Poço 3-RJS-688A (Franco NW)**. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Petrofísica), Petróleo Brasileiro S.A., Rio de Janeiro, 2012.

GONÇALVES, L.; TREVIZAN, W. A.; SCHUAB, F. B.; SILVA JUNIOR, P. C. R. Metodologia para otimizar a escolha de unidades de fluxo durante a predição da permeabilidade pela técnica de FZI. **Seminário de Petrofísica da Petrobras**, 2019.

GRIFFITHS, R. **EcoScope User's Guide**. Schlumberger, 2010, 317 p.

GUO, G.; DIAZ, M. A.; PAZ, F. J.; SMALLEY, J.; WANINGER, E. A. Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin. **Society of Petroleum Engineers**, 2007, p. 730-739.

HALDORSEN, H. H. **Simulator Parameter Assignment and the Problem of Scale in Reservoir Engineering** em Lake, L.W. e Carroll Jr., H. B. **Reservoir Characterization**, Academic Press Inc, 1986. 659 p.

HAWORTH, J. H.; SELLENS, M. P.; GURVIS, R. L. Reservoir Characterization by Analysis of Light Hydrocarbon Shows. **Society of Petroleum Engineers**. Rocky Mountain Regional Meeting held in Casper, Wyoming, 1984, p. 199-204.

HAYMAN, A.; PARENT, P.; CHEUNG, P.; VERGES, P. Improved Borehole Imaging by Ultrasonics. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 1994, Proceedings. Nova Orleans, Estados Unidos da América.

HEGEMAN, P.; PELISSIER-COMBESCURE, J. Production Logging for Reservoir Testing. **Oil-field Review**. P. 16-20, 1987.

HINGLE, A. T. The Use of Logs in Exploration Problems. **Society of Exploration Geophysicists**, Los Angeles, 1959.

HOWARD, T. M.; ELLIOT, J. P.; LOCKMAN, D. The use of image logs to decipher complex structures and aid in well completion within mature basins. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 48, 2007, Transactions. Estados Unidos da América.

ITSKOVICH, G.; CORLEY, B.; FORGANG, S.; LE, F. An Improved Resistivity Imager for Oil-Based Mud: Basic Physics and Applications. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 55, 2014, Transactions. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos.

KIRKPATRICK, S.; GELATT C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by Simulated Annealing. **Science**, v. 220, n. 4598, 1983.

LALANNE, B. J. P.; MASSONNAT, G. J. Impacts of Petrophysical Cut-offs in Reservoir Models. **Society of Petroleum Engineers**, Annual Technical Conference, Houston-TX, 2004, p.1-11.

LOFTS, J.; EVANS, M. P.; DYMMOCK, S. A. New Micro-resistivity Imaging Device for use in Oil-based Mud. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 43, 2002, Transactions. Oiso, Japão.

LORENZ, M. O. Methods of Measuring the Concentration of Wealth. **Publications of the American Statistical Association**, 1905, Vol. 09, number 70, pp. 209-219.

MACHADO, V. F.; BOYD, A.; RAMOS, P. F. O.; SOMBRA, C. L.; BEER, R.; NETTO, P.; DENICOL, P. S.; BAGUEIRA, R.; JUNK, E.; SOUZA, A. **NMR Permeability Review for Pre-Salt Carbonates**. Petrobras Schlumberger Technical Cooperation Agreement. CENPES, 2010.

MENEZES DE JESUS, C.; COMPAN, A. L. M.; SURMAS, R. Permeability Estimation Using Ultrasonic Borehole Image Logs in dual-porosity Carbonate Reservoirs, **Petrophysics**, Vol. 57, No.6, p. 620-637, 2016.

MOSSINGER, A. **Avaliação Petrofísica de Reservatório Carbonático do Pré-Sal - Bacia de Santos - Estudo de Caso: Júpiter**. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Petrofísica), Petróleo Brasileiro S.A., Rio de Janeiro, 2009.

MOSSINGER, A.; DENICOL, P. S.; NASCIMENTO, A. C. F.; LAIER, A. P.; COUTO, N. A. P.; BENEDUZI, C. F. Aplicações dos Perfis Ressonância Nuclear Magnética e Imagem Acústica para Cálculo de Netpay e Princípios Físicos das Ferramentas. **Congresso Brasileiro de Geologia**, 45, 2010, Belém. Anais. Sociedade Brasileira de Geologia, Brasil.

MUNIZ, M. C.; OLIVEIRA, F. R.; CARVALHO, M. D.; HOERLLE, M. R.; MAGALHÃES, J. L.; ANDRADE, H.; MATSUDA, N. Estromatólitos do Alagoas, um novo play. **Simpósio de Sedimentologia e Estratigrafia**, 2, 2004, Maragogi. Petróleo Brasileiro S. A.

NASCIMENTO, A. C. F.; BORGES, L. P.; DENICOL, P. S. Análise de Sensibilidade na

Determinação do Expoente de Saturação “n” obtido com Auxílio do Perfil de Ressonância Magnética. Petrobras, **Seminário Técnico de Operações Geológicas**, 2008.

NASCIMENTO, A. C. F.; DENICOL, P. S. **Identificação de reservatórios e fluido móvel, baseada nos perfis de densidade, nêutrons e sônico – coleção Pré-sal da Bacia de Santos**. Nota técnica da Exploração, Petrobras, E&P-EXP/AFOE/AFP, 2010, 6 p.

NASCIMENTO, A. C. F. **Unidades de Fluxo no Pré-sal da Bacia de Santos**. Nota técnica da Exploração, Petrobras, E&P-EXP/AFOE/AFP, 2014, 56 p.

NASCIMENTO, J. D. S.; DENICOL, P. S.; GRANITOFF, W. **Avaliação de um Reservatório Complexo – O Caso Histórico do 1-RJS-628A (“Tupi”)**. Petrobras, VIII Seminário Técnico de Operações Geológicas, 2008.

NASCIMENTO, J. D. S.; GOMES, R. M. R. **Problemas e Incertezas na Avaliação de Reservatórios Complexos, Decorrentes da Utilização de Fluido de Perfuração a Base de Água**. Petrobras, VIII Seminário Técnico de Operações Geológicas, 2008.

NURMI, R. D. Carbonate Pore Systems: Porosity/Permeability Relationships and Geological Analysis. **American Association of Petroleum Geologists**, Annual Meeting, San Antonio, 1984, bulletin 68, No. 4, p. 513-514.

ONUR, M.; GALVÃO, M.; BIRCAN, D.E.; CARVALHO, M.; BARRETO, A. Analytical Models for

Interpretation and Analysis of Transient Sandface and Wellbore Temperature Data, **Society of Petroleum Engineers**, 2019, p. 1-28.

PIXLER, B. O. Formation Evaluation by Analysis of Hydrocarbon Ratios. **Journal of Petroleum Technology**. Society of Petroleum Engineers. p. 665-670, 1969.

SAFINYA, K. A.; LE LAN, P.; VILLEGAS, M.; CHEUNG, P. Improved Formation Imaging with Extended Microelectrical Arrays. **Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers**, 66, 1991, Dallas, Estados Unidos da América. p. 653-684.

SEILER, D.; EDMISTON, C.; TORRES, D.; GOETZ, J. Field Performance of a New Borehole Televiewer Tool and Associated Image Processing Techniques. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 31, 1990, Transactions. Lafayette, Estados Unidos da América.

SEILER, D.; KING, G.; EUBANKS, D. Field Test Results of a Six Arm Microresistivity Borehole Imaging Tool. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 35, 1994, Transactions. Tulsa, Estados Unidos da América.

SHAHNAWAZ, M. **Basic Well Log Interpretation**. Focus Energy Ltd., 2012.

SHENAWI, S.; AL-MOHAMMADI, H.; FAQEHY, M. Development of Generalized Porosity-Permeability Transforms by Hydraulic Units for Carbonate Oil Reservoirs in Saudi Arabia. **Society of Petroleum Engineers**. Saudi Arabia Section Technical Symposium, Al-Khobar, Saudi Arabia. 2009, p. 1-16.

SOUZA, A. L.; GOMES, J. P. B. Identificação de Intervalos de Permeabilidade Anômala nos Reservatórios do Campo de Búzios. Petrobras, **Seminário de Avaliação de Formações**. 2014, p. 1-8.

TIMUR, A. Effective Porosity and Permeability of Sandstones Investigated Through Nuclear Magnetic Resonance Principles. **Society of Petrophysicists and Well Log Analysts**, Annual Logging Symposium, 1968, p. 1-18.

WHITTLE, T. M.; GRINGARTEN, A. C. The Determination of Minimum Tested Volume from the Deconvolution of Well Test Pressure Transients. **Society of Petroleum Engineers**. 2008, p. 1-9.

ZEMANEK, J.; CALDWELL, R. L.; GLENN, E. E.; HOLCOMB, S. V.; NORTON, L. J.; STRAUS, A. J. The Borehole Televier - A New Logging Concept for Fracture Location and Other Types of Borehole Inspection. **Journal of Petroleum Technology**, v. 21, 762-774, junho, 1969.

ZEMANEK, J.; GLENN, E. E.; NORTON, L. J.; CALDWELL, R. L. Formation Evaluation by Inspection with Borehole Televier. **Geophysics**, v. 35, n. 2, p. 254-269, abril, 1970.

ZEMANEK, J.; STROZESKI, B.; WANG, Z. The Operational Characteristics of a 250 kHz Focused Borehole Imaging Device. **SPWLA Annual Logging Symposium**, 31, 1990, Transactions. Lafayette, Estados Unidos da América.

