

# PERSPECTIVAS DA PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS NA HIDROGEOLOGIA

GERALDO GIRÃO NERY

HYDROLOG Serviços de Perfilagens Ltda

## 1. INTRODUÇÃO

Historicamente, a exploração do petróleo, em qualquer bacia sedimentar do mundo, é iniciada através da perfuração de poços sobre as grandes estruturas dômicas (trapas), falhadas ou não, bem mais fáceis de serem mapeadas, geológica e geofisicamente, pelos métodos de superfície. Com o tempo, naquelas bacias de estágio exploratório avançado, estando todas as trapas dômicas já testadas, inicia-se a fase de escassez de locação de novos poços para perfuração. A pesquisa fica, então, direcionada àqueles reservatórios menores, onde os esforços tectônicos não foram significativos. Isto é, procura-se petróleo armazenado nas rochas devido à variações faciológicas ou estratigráficas. Como consequência, perfura-se poços interpretados como estando sobre paleoambientes deposicionais específicos, tais como: recifes, canais, barras, turbiditos ou leques submarinos, etc.. O custo desta pesquisa é altíssimo e o retorno é duvidoso,

Os perfis geofísicos de poços têm sido usados pela indústria do petróleo, desde há muito, para, essencialmente, quantificar o percentual de hidrocarbonetos em horizontes com propriedades petrofísicas potencialmente interessantes. A necessidade de se descobrir os reservatórios do tipo estrato-faciológico, e de se minimizar os custos exploratórios, fez com que as companhias de perfilagem desenvolvessem sensores capazes de detectar desde as mais comuns das variações mineralógicas das rochas, até estruturas sedimentares milimétricas (estratificação cruzada), que possibilitassem interpretações da geometria tridimensional das camadas atravessadas pelos poços. Para que isso se tornasse uma realidade, os

técnicos das companhias de petróleo deveriam receber treinamentos específicos e continuados, para a aquisição de um mínimo de conhecimentos geológicos e geofísicos, além de um máximo de bom senso. Nas grandes companhias de petróleo não mais existem geólogos e geofísicos, individualizados, mas sim *exploracionistas*. Esta é a razão pela qual, nos dias atuais o percentual de acerto exploratório supera bastante o do passado.

A indústria da água ainda engatinha na *geofísica de poço*. Talvez, por ter tido a sua iniciação realizada através do uso de ferramentas analógicas, de pequeno diâmetro (1 11/16"), não calibráveis e com sensores inadequados, qualitativa e quantitativamente, aos diâmetros de seus poços (8 a 17"). Considero esta a razão principal dela não ter dado o real, e o devido valor, ao uso rotineiro dos perfis em seus poços. Os perfis tipo analógicos, apesar do custo bastante acessível, deixam mais dúvidas do que certezas para aqueles que teimam em interpretá-los. É a época da "achologia" vivenciada, também, pelos pioneiros do petróleo, até a década de 50.

## 2. ORIGEM DOS DADOS GEOLÓGICOS E GEOFÍSICOS

Nos mapeamentos de superfície, o geólogo observa, a depender da preservação ou qualidade dos afloramentos, características como: mineralogias (identificáveis sob à lupa de mão), litologias, texturas, estruturas sedimentares, etc.. Com tais dados ele poderá inferir, baseado em modelos deposicionais atuais conhecidos, o provável paleoambiente das diversas camadas. Poderá definir, portan-

to, a geometria 3-D dos corpos e estabelecer estratégias lógicas de exploração.

Quando se perfura um poço, a dificuldade interpretativa aumenta. A causa principal é a precariedade das amostras de perfuração, recuperada que são, na maioria das vezes, contaminadas com fragmentos de intervalos já perfurados. Apesar de se anotar o tempo de penetração a cada metro, as amostras não se correlacionam perfeitamente bem com tal tempo, devido ao encerramento ou desgaste natural das brocas. Nem sempre aumentos do tempo de penetração são devidos à folhelhos e/ou rochas duras. O ideal seria, em cada poço, cortar-se testemunhos desde a superfície até a profundidade final do poço. Isto é possível, porém bastante oneroso e demorado.

A medicina pesquisa, internamente, nossos órgãos através das radiografias, ultrasonografias e eletrocardiogramas. Quem interpreta tais registros é um especialista, profundo conhecedor da anatomia e fisiologia humanas. Pesquisasse, internamente, um poço tubular através dos perfis geofísicos. O especialista, nesse caso, deve ser, preferentemente, um geólogo capaz de entender tanto da física das medições como também das possíveis respostas das rochas, influenciadas, ou não, pelas mais variadas situações ambientais, tais como aquelas criadas pelo poço, sua lama e seu reboco. Lembremo-nos, que tais elementos estão ausentes quando por ocasião da petrogênese, e, subtenda-se, em princípio, que quanto maior a relação entre o diâmetro do poço e o diâmetro dos sensores, maior será o efeito ambiental provocado por aqueles tres elementos originalmente estranhos às rochas.

Os perfis não definem uma rocha, nem a sua porosidade e nem a qualidade de seus fluidos intersticiais. Na realidade, seus registros, oriundos de sensores elétricos, acústicos, radioativos e mecânicos, que se deslocam dentro dos poços, estão intimamente relacionados às mais variadas propriedades petrofísicas. Dois exemplos. O primeiro: a propagação de uma onda acústica em um meio cristalino é bem mais veloz que em um poroso. Por sua vez, o som viaja mais rapidamente em uma rocha com baixa porosidade do que

em uma rocha com alta porosidade. Assim, a velocidade (ou o seu inverso, o tempo de trânsito ou de propagação), guarda uma relação direta com a porosidade. O segundo exemplo: duas camadas de mesmas características permoporosas, aquela que contiver água mais salgada apresentará uma resistividade mais baixa do que aquela com água menos salgada ou mais doce. Dessa forma, associando-se propriedades distintas, registradas pelos perfis defronte a uma camada, chega-se a conclusões petrofísicas exploratoriamente interessantes.

### 3. PRINCIPAIS USUÁRIOS DOS PERFIS GEOFÍSICOS

A indústria do petróleo foi a pioneira. Além disso, é a maior incentivadora do seu desenvolvimento tecnológico, pagando, anualmente, pelos serviços das companhias de perfilagem algo em torno de 6 bilhões de dólares. As demais indústrias que passaram a se utilizar dos perfis, a partir do sucesso daquela, são: a da água, a de mineração, a de geotecnia e a geotermal. Muito embora a metodologia interpretativa, para cada indústria, seja aproximada ou adaptada as suas respectivas necessidades, existem distintas finalidades para os mais variados tipos de perfis.

Na indústria do petróleo, o interesse maior está na avaliação das reservas petrolíferas. Entretanto, os perfis, têm outras tarefas geológicas e geofísicas nobres, como na confecção de mapas (estruturais, estratigráficos ou faciologicos), os quais proporcionam um maior suporte aos programas de exploração e de lavra das empresas.

Sem demérito para as demais usuárias, a indústria do petróleo está na idade espacial, enquanto as demais na da pedra. Explica-se a razão deste argumento: Naquela, (1) as ferramentas são de maiores diâmetros, computadorizadas e adaptadas às mais diversas condições operacionais de choques mecânicos, variações de temperatura e pressão; (2) todo poço é perfurado, antes de ser *completado seletivamente*, isto é, sabe-se qual a pro-

sidades, mineralizações radioativas, teor de carvão, etc..

As *aplicações geofísicas dos perfis* garantem uma boa calibração ou amarração entre as seções sísmicas de superfície e os registros acústicos (perfis Sônicos) realizados nos poços perfurados, emprestando às referidas seções uma maior confiabilidade interpretativa. A indústria do petróleo deve o grande número de locações sísmicas com sucesso (poços descobridores de campos de petróleo) ao desenvolvimento das ferramentas acústicas de poço. A década passada pode ser denominada como a do casamento entre as sísmicas de superfície e de poço.

O perfil Sônico é realizado através de dois sensores, separados por uma distância fixa e bem definida, que se movimentam dentro do poço. Um deles emite uma onda acústica de característica (assinatura) precisa, enquanto que o outro registra o tempo ( $\Delta t$ ) gasto por essa mesma onda para percorrer a trajetória de tempo mínimo (princípio de Fermat) ao longo das paredes do poço. Simultaneamente a essa medição o equipamento pode, também, realizar o somatório ou a integração de todos os  $\Delta t$ 's registrados, desde o fundo do poço até a superfície. Assim sendo, tendo-se a espessura de uma camada e o somatório do tempo de trânsito ao longo da mesma, pode-se determinar a sua velocidade acústica. No método Sísmico de superfície, detona-se uma carga explosiva na superfície e registra-se o tempo que ela leva para atingir uma camada refletora e retornar à superfície (nesse caso o tempo é o de ida e volta, isto é, dobrado. No Sônico ele é apenas ida ou volta, isto é, simples). Em se comparando o somatório dos tempos do perfil Sônico e o tempo da Sísmica, pode-se calibrar ambas ferramentas exploratórias.

Com o advento da *equação do tempo médio de Wyllie* <sup>(1)</sup>, e posteriormente, através dos trabalhos experimentais de *Raymer, Hunt e Gardner* <sup>(2)</sup> verificou-se que o *tempo de trânsito* ( $\Delta t$ ) do perfil Sônico, estava diretamente relacionado à *porosidade* das rochas. Tempo de trânsito alto, significa rocha com bastantes espaços vazios (preenchidos por fluidos interstici-

ais) e poucos grãos, matriz ou cimento. A recíproca é verdadeira.

Uma outra importante aplicação geofísica do perfil Sônico, úteis tanto a geotecnia, mineração e a própria engenharia de perfuração de poços, consiste na determinação da Razão de Poisson ( $\mu$ ) e do Módulo de Young (E), parâmetros fundamentais que ajudam a definir as propriedades elásticas das rochas. O parâmetro  $\mu$  está relacionado diretamente com a compressibilidade e a rigidez das camadas. Ele é expresso como sendo igual a razão:

$$\frac{1}{2} \cdot (\Delta t_s / \Delta t_c)^2 - 1,$$
$$(\Delta t_s / \Delta t_c)^2 - 1$$

onde,  $\Delta t_s$  é o tempo de chegada da primeira onda cisalhante e  $\Delta t_c$ , o compressional. Estes tempos devem ser lidos relativamente à uma mesma emissão e camada. Apenas os equipamentos mais modernos estão capacitados a registrar ambos tipos de ondas. As rochas consolidadas apresentam  $\mu$  variando entre 0,2 e 0,4 enquanto que as não consolidadas entre 0,4 e 0,5.

Ferramentas altamente sofisticadas são utilizadas para a realização das *aplicações geológicas dos perfis*. Por serem tais ferramentas bastante caras, até mesmo para a indústria do petróleo, são aconselhadas apenas para poços pioneiros e/ou áreas virgens. As aplicações geológicas dependem, fundamentalmente, de um perfil denominado de *Dipmeter* ou *Medidor de Mergulhos* das camadas.

Existem, todavia, alguns meios simplistas de se identificar eventos geológicos com o uso de perfis corriqueiros, tais como o Raios Gama (RG) e o Potencial Espontâneo (SP). A identificação desses eventos, nos perfis, poderá ajudar o hidrogeólogo na definição de estratégias exploratórias.

#### 4. ALGUMAS APLICAÇÕES GEOLÓGICAS DOS PERFIS SP, RG e CALIPER

As curvas do SP e RG são tidas como litológicas, muito embora seus sen-

sores registrem parâmetros distintos de rocha. O primeiro está devidamente relacionado à difusão (movimentação) entre os fluidos intersticiais das camadas e o filtrado da lama de perfuração, enquanto que o segundo, à radioatividade natural das rochas.

Para que haja movimentação fluida, e por consequência, desenvolvimento de um potencial espontâneo (SP) defronte às camadas, deve existir nelas, como pré-requisito essencial, uma certa permoporosidade. Entre as rochas sedimentares, o folhelho é a negação de tais movimentos, dado a sua impermeabilidade. Daí, serem os folhelhos usados como referencial de zero milivolts (ou de linha base), para a quantificação de potenciais gerados pelas cargas iônicas. Deflexões da curva do SP para a direita da linha dos folhelhos são convencionadas como potenciais positivos; para a esquerda, como negativos. Uma das maneiras que se pode calcular a qualidade das águas subterrâneas, está baseada na amplitude destas deflexões positivas ou negativas.

A segunda curva, a de Raios Gama, mede a radioatividade natural das rochas em teores de Potássio, Urânio e Tório. Estes tres elementos são fundamentais na pesquisa radioativa por seus espectros energéticos característicos, suas meias-vidas aproximadamente iguais a da Terra e uma relativa abundância do Potássio nos folhelhos. Eventualmente, este perfil poderá registrar anomalias devido a elementos outros, também radioativos, porém menos abundantes e de curta meia-vida (Césio, Polônio, etc.). Para que uma indústria possa usufruir corretamente deste excelente indicador de argilosidade, ela deverá suprir o intérprete (conhecedor da litoestratigrafia da área) com um grande número de pesquisas, correlacionando à radioatividade com o teor de argila das camadas. Sem este tipo de pesquisa, altos teores de feldspato ainda não transformados em argilominerais (como nos arenitos arcoseanos ou micáceos), podem ser confundidos com altos teores de argila. Sem pesquisas a “achologia” prevalece. A pesquisa é que faz a diferença!

Tem-se grandes possibilidades de se ter uma camada de folhelho, quando a

curva do SP registra a linha base (ausência de anomalias), ao mesmo tempo em que ocorre uma alta radioatividade. Variações de tais valores poderão corresponder a outros tipos litológicos. Com o uso rotineiro desses perfis e amostragens perfeitas, pode o hidrogeólogo tirar o máximo de proveito de ambas curvas. Entretanto, o SP e o RG não servem somente para identificar espessuras e litologias. Pode-se especular um pouco mais, ajudados pelo bom senso e raciocínios geológicos.

A observação dos perfis SP e/ou RG, defronte a um aquífero qualquer, apresentando a conformação de um *sino*, poderá ser indicativa de uma sequência granodécrescente ascendente, ou transgressiva, como por exemplo um canal preenchido. Assim, para que se colocar filtros na porção superior mais fina, siltosa ou argilosa, sabendo-se que a permeabilidade poderá ser prejudicada pelo maior teor de argila e, portanto, menor vazão? Além do mais, existe sempre a tendência migratória dos grãos mais finos tampando os filtros, danificando o aquífero e reduzindo a sua vida útil. No caso da curva ter o aspecto de um *funil* (*sino invertido*), ela poderá ser indicativa de uma sequência granocrescente ascendente, ou regressiva, como por exemplo, uma barra formada em um delta progradante. A exemplo do *sino*, a parte inferior mais fina do *funil* não trará, também, muita contribuição à produtividade do poço. Por outro lado, caso a curva apresente um formato de *barril*, ela poderá indicar dunas, “canyons” preenchidos ou depósitos altamente retrabalhados, provavelmente, com baixo teor de argila e maior produtividade. Em outras palavras, um ou dois perfis adicionados a um bom conhecimento geológico da área pode, cada vez mais, refinar a pesquisa exploratória. Sendo canais ou barras, para que direcionar os próximos poços, aleatoriamente, para N, S, E ou W? O problema passa a ser o de como obter a direção ou sentido geográfico do eixo de cada canal ou barra e o seu respectivo mergulho. Nesses casos, apenas o *Dipmeter* proporcionará uma resposta correta. Por ser bastante dispendioso, somente a indústria do petróleo tem cacife

para utilizá-lo. A indústria da água, acredita-se, jamais deverá usá-lo.

Hidrogeólogos, atentem, pois, para a grande utilidade das curvas do SP e RG, desde que elas sejam calibradas com o padrão API. Usem-nas, com frequência, para ter uma idéia adicional da textura da rocha e não somente para a simples escolha de locais para posicionamento de filtros. Conseguindo-se visualizar a textura e o provável paleoambiente deposicional, consegue-se visualizar às características petrofísicas das camadas alvos, em termos de permoporosidade.

Quanto aos poços perfurados em rochas cristalinas, sem porosidade intergranular, as suas propriedades elétricas e radioativas se tornam pouco diagnósticas. Ainda assim, as acústicas mantêm um certo grau de confiabilidade, porquanto o tempo de trânsito ( $\Delta t$ ) do granito difere do basalto, do itabirito, etc. Fraturas em tais litologias, caso tenham água, aparecerão como anomalias denominadas de *saltos de ciclos*. Fraturas preenchidas terão comportamento similar ao da rocha hospedeira ou não, a depender do material de preenchimento.

O perfil Caliper ou de Calibre do poço pode ser usado na identificação de direções preferenciais de fraturas. O princípio do Caliper é bastante simples. Resulta ele no registro da abertura mecânica de seus braços articulados, que são pressionados contra as paredes do poço. Ao mesmo tempo em que são tracionados e arrastados desde o fundo até a superfície, eles vão registrando locais onde ocorrem desmoronamentos ou aumentos do diâmetro do poço, em relação ao da broca (caso dos folhelhos), e estrangulamentos ou diminuição do diâmetro (caso das camadas permoporosas). Deve-se dar preferência ao Caliper de 4 braços, independentes dois a dois, denominados de Caliper X e Y, devido ao fato de eles registrarem, mais fielmente, as ovalizações dos poços. Caso um poço seja perfurado em rochas bem consolidadas, tanto X como Y deverão registrar, aproximadamente, os mesmos valores de diâmetro, próximo aquele externo da broca. Quando na presença de camadas permoporosas, dado a facilidade de elas serem embebidas pela água que

compõe a lama (filtrado) e de reterem nas paredes do poço as argilas ou outros sólidos (reboco), o poço tem o seu diâmetro interno reduzido, em termos de X e Y. Nos folhelhos, pelo contrário, ocorrem desmoronamentos os quais aumentam tanto X como o Y, indiferentemente. Nos intervalos fraturados, há uma tendência de X, ou o Y, permanecer inalterado (com valor aproximado ao da broca) enquanto que o outro mostra um maior diâmetro. Tem-se observado que o maior diâmetro, geralmente, obedece à direção preferencial (paralela ou sub paralela) ao sistema de fraturamento da área. Isto se deve ao fato de um dos braços poder se encaixar e ser arrastado ao longo da fratura, estando ela aberta e preenchida por água.

## 5. UM POUCO DE INTERPRETAÇÃO QUANTITATIVA

Quando se fala em *quantificação de parâmetros específicos* em hidrogeologia, lembramo-nos, em primeiro lugar, da porosidade e da qualidade das águas. A porosidade total de uma rocha pode ser facilmente determinada com os dados do perfil Sônico (BCS), através da equação do tempo médio de Wyllie ou a da equação experimental de Raymer-Hunt. A porosidade efetiva somente pode ser quantificada, ou corrigida, com o auxílio da argilosidade, uma vez que os poros das rochas permoporosas estão parcialmente plugados pelos argilominerais. Assim, para se obter a porosidade efetiva de uma camada, tem-se que dispor de dois perfis, o RG e o BCS, pelo menos.

Tanto a indústria da água como a do petróleo necessitam, para seus esforços exploratórios, de um parâmetro comum derivado dos perfis geofísicos: a salinidade (ou qualidade) da água intersticial das camadas permo-porosas. A do petróleo faz suas determinações de salinidade de um modo bastante realista, através da curva do Potencial Espontâneo (SP), onde as interrelações entre as concentrações das soluções, as suas atividades químicas e as suas resistividades, estão teoricamente bem estabelecidas. Isto somente se tornou

possível, devido ao fato de o sal predominante nas águas, que cohabitam os poros das camadas petrolíferas profundas, ser o cloreto de sódio e as propriedades tixotrópicas das lamas, usadas na perfuração de seus poços, serem monitoradas continuamente. Deste modo tornou-se fácil estabelecer as relações termodinâmicas do fenômeno.

No ambiente das águas doces, devido à presença de outros tipos de sais, principalmente os bivalentes de cálcio e magnésio, o comportamento iônico estabelecido para o NaCl não mais prevalece. Subtende-se, em princípio, que o uso exclusivo da curva do SP, pela indústria da água, não proporciona resultados satisfatórios da qualidade da água, parâmetro este decisivo nos projetos de construção dos poços. O SP, nestas circunstâncias, torna-se bastante especulativo (“achológico”), a não ser que se modifique às características das lamas, adicionando-lhes suficiente NaCl, para conferir à lama uma salinidade da ordem de 5.000 ppm, antes de se perfurar o poço.

Recomenda-se, enfaticamente, aos hidrogeólogos a pesquisa do comportamento da curva do SP em meio a sais bivalentes, lacuna deixada aberta pelos pesquisadores de petróleo, tendo em vista o consequente desinteresse da sua indústria.

Pelo exposto, existe, portanto, a necessidade de se determinar a salinidade das águas através de outras metodologias interpretativas, além do SP. A mais usada é a *Lei de Archie* <sup>(3)</sup>, que estabelece uma relação diretamente proporcional entre a resistividade ( $R_o$ ) de uma rocha totalmente saturada com água intersticial e a resistividade dessa mesma água ( $R_w$ ), e inversamente proporcional à porosidade ( $\phi$ ), elevada a um expoente litológico ( $m$ ), que é, por sua vez, uma função da textura porosa (granulometria, formato, cimentação, etc.). Archie definiu este relacionamento como sendo:

$$R_o = R \cdot \phi^{-m}$$

Assim, há a necessidade de se incluir mais um perfil, o de resistividade, ao conjunto Sônico, RG e SP, para que um programa de perfilagem se torne

completo, possibilitando a obtenção dos parâmetros mínimos necessários a uma boa interpretação hidrogeológica.

Existem vários tipos de perfis que realizam medições da resistividade das rochas. A maioria deles já obsoleta pelo fato de serem perfis, não focalizados, cujo princípio físico fundamental estabelece que o eletrodo sensor é capaz de realizar medições até uma distância máxima de 10 vezes o seu raio (*monoelétrodos*). Como estas ferramentas têm diâmetros menores que 2 polegadas, verifica-se que a sua investigação máxima atinge a ordem de 10 polegadas para cada lado do poço, não chegando a pesquisar a *resistividade virgem* ( $R_o$ ) das camadas permo-porosas, isto é, com seus fluidos originais e não lama e filtrado invasor. Imagine-se um poço de 14 polegadas e um eletrodo de apenas duas. Antes mesmo de a corrente penetrar no aquífero ela já está sofrendo a influência de cerca de 6 polegadas de lama, restando apenas 4 para a penetração no aquífero propriamente dito. Nesta distância (4“) o aquífero ainda se encontra preenchido por filtrado da lama e não por fluido original. Em poços perfurados com brocas de 17” nominais, tais sensores somente terão chances de realizar leituras em camadas sem invasão. Isto é, em camadas não permeáveis, aquícludos. Como consequência, estes tipos de perfis falham na obtenção de  $R_o$  para uso na equação de Archie..

As curvas denominadas de  $R_{16}$  e  $R_{64}$  (Widco e similares), têm, também, princípio físico idêntico aos monoelétrodos. Portanto, são, também, bastante afetadas pelo meio ambiente (poço, lama, filtrado e reboco). Considerando-se que os eletrodos ficam imersos na lama, e que esta, de um modo geral, é mais condutora do que as rochas que a circundam, é de se esperar que ocorram distorções do campo elétrico (as correntes caminham preferentemente pela lama), diminuindo seu poder de pesquisa dentro das camadas, não registrando o valor real de  $R_o$ , a não ser em camadas não invadidas, a exemplo do que foi dito para os moneleletrodos.

A atual ferramenta de resistividade (6FF40) baseia-se em princípio eletromagnético, onde uma bobina emite um

campo primário, induzindo nas camadas permoporosas correntes de Foucault axiais ao eixo do poço. Uma outra bobina, posicionada a uma distância pré-estabelecida, detecta os campos secundários induzidos pelas rochas. Esses campos secundários são diretamente proporcionais aos elementos condutivos das rochas. Considerando-se que elementos metálicos não são muito comuns nas rochas, principalmente nas sedimentares, a resposta virá, sem dúvida, das águas intersticiais, portanto, das soluções iônicas condutoras, já que os grãos constituintes do arcabouço (silicatos, carbonatos, etc., exceto argilas) da maioria das rochas são isolantes. Quanto mais corrente secundária uma camada gerar, mais condutiva ou menos resistiva ela será e mais sais dissolvidos em seus poros ela terá. As vantagens do perfil Elétrico-Indução (IEL ou 6FF40) reside no fato de que estando o poço preenchido por lamas doces ou não condutivas, como sói acontecer na pesquisa da água subterrânea, pouca ou nenhuma informação virá do meio ambiente (poço, lama, filtrado e reboco), não havendo a necessidade de se acrescentar sal a lama para melhorar o SP, que pode ser desprezado para a interpretação quantitativa. A outra vantagem está no fato de que o campo eletromagnético não sofre distorções como o campo elétrico, tendo uma penetração bem maior do que aquele, atingindo locais ainda virgens dos aquíferos e registrando valores realistas de  $R_o$ .

Desta forma,  $R_w$  calculadas com a equação de Archie, com suporte nas Resistividades 6FF40 e no perfil Sônico, são valores bem mais precisos que poderão ser convertidos em termos de Sais Dissolvidos Totais (TDS). Inúmeros experimentos laboratoriais <sup>(4)</sup> demonstram uma perfeita correlação hiperbólica entre os dois parâmetros, do tipo:

$$TDS = a \cdot R_w^{-b}$$

## 6. CONCLUSÃO

Senhores Hidrogeólogos, mãos a obra, pesquisem suas próprias equações e parâmetros petrofísicos, bastando para

isso boas amostras de perfuração, ou testemunhos, alguns perfis de qualidade e padrão API, análises hidroquímicas, raciocínio lógico e geológico, tempo disponível e muita boa vontade.

Uma ressalva oportuna e importante. Lembrem-se que os perfis fornecem valores de  $R_o$ ,  $R_w$  e  $\phi$  calculados pontualmente ou a cada profundidade, os quais poderão ser transformados em valores médios para cada aquífero individualizado. Por consequência, comparações entre os resultados dos perfis e aqueles fornecidos pelas análises hidroquímicas (onde o fluido recuperado, de acordo com a situação operacional normal da indústria, é aquele em que o poço é posto para produzir, ao mesmo tempo, de vários aquíferos portadores de águas de distintas qualidades), poderão mostrar, na mais das vezes, uma baixa correlação. Não se sintam desiludidos com os primeiros resultados adversos em qualquer pesquisa, pensem nos pioneiros, onde a taxa de insucesso era alta, em virtude da baixa tecnologia da época.

Um exemplo simples para esclarecimento do que poderá ocorrer em situações como a discutida acima. Imaginemos o bombeamento simultâneo de dois aquíferos distintos, tendo o primeiro uma vazão  $Q_1 = 3.000$  l/h e Sólidos Totais  $S_1 = 500$  ppm e o segundo,  $Q_2 = 5.000$  l/h e  $S_2 = 1.000$  ppm. Ponderando-se tais valores em termos de vazão tem-se:

$$\text{Sólidos Totais Resultante} = (Q_1 \times S_1 + Q_2 \times S_2) / (Q_1 + Q_2) = 812,5 \text{ ppm}$$

Pela experiência, os perfis jamais calcularão os 812,5 ppm, mas sim valores médios em torno dos 500 e 1.000 ppm, respectivamente, para cada aquífero, desde que se disponha de bons parâmetros petrofísicos para serem usados nas equações mostradas neste trabalho.

Repetindo o óbvio: *A pesquisa é que faz a diferença entre a realidade e a "achologia".*

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- WYLLIE, M.R.J. - 1956 - **The Fundamentals of Well Log Interpretation**: New York Academic Press, 238 pp.
- RAYMER, L.L., HUNT, E.R. e GARDNER, J.S. - 1980 - **An Improved Sonic Transit Time-To- Porosity Transform: Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts**. (SPWLA) Annual Logging Symposium, Paper P.
- ARCHIE, G. E. - 1942 - **The Electrical Resistivity Log As An Aid in Determining Some Reservoir Characteristics**: Journal of Petroleum Technology, vol. 5.
- TURCAN, Jr., A. N. - 1962 - **Estimating Water Quality From Electrical Logs**: USGS Professional Paper 450-C, Article 116.