



Nanogeofísica aplicada ao monitoramento de reservatórios petrolíferos

Jorge Fiori Fernandes Sobreira * (PETROBRAS), Bruno Barbosa Rodrigues (PETROBRAS), Deivid dos Santos Nascimento (PETROBRAS), Lua Selene da Silva Almeida (PETROBRAS)

Copyright 2016, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Ouro Preto, 25 a 27 de outubro de 2016. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VII SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGF ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGF.

Resumo

Nanogeophysics is a new branch of Geophysics based upon injection of nanoparticles which affect either acoustic or electromagnetic properties of the medium (sometimes both), possibly emphasizing their variation through time, thus enabling geophysical monitoring to be performed. On a typical survey, sources and receivers can be deployed either on surface or inside existing boreholes, eventually on both. Applications for reservoir monitoring are envisaged and are supported by physical experiments and measurements as well as by numerical modeling, which have demonstrated their potential.

Introdução

Nanotecnologias (NT's) compreendem as tecnologias que empregam elementos de dimensões nanométricas (isto é, 10^{-9} m), tais como as nanopartículas (NP's), cujas aplicações, consagradas em outras áreas, têm sido propostas também para a Indústria de Petróleo, inclusive pela mobilidade das NP's frente às dimensões das gargantas de poros naturais, assegurada pela sua devida funcionalização. Uma destas aplicações, emergentes, considera NP's, a determinada concentração, carregadas por fluidos como a água de injeção, para induzir ou realçar contrastes em propriedades físicas do meio, facilitando a detecção geofísica de variações de interesse. As NP's podem assim atuar como agentes de contraste (AC's) geofísico, tanto acústico quanto eletromagnético (tabela 1). Os primeiros modificam a impedância acústica (Ip) ou cisalhante (Is) do meio injetado, e os últimos induzem contrastes nas propriedades eletromagnéticas efetivas do meio, tais como a permeabilidade magnética (μ) - AC's magnéticos -, a permissividade elétrica (ϵ) - AC's dielétricos - e a condutividade elétrica (σ) ou sua recíproca, a resistividade elétrica - AC's condutivos -.

O emprego de AC's acústicos, exemplificados pelas nanobolhas, ainda encontra desafios, tais como a sua reduzida estabilidade frente à pressão confinante, seu tamanho, de fato micrométrico, e a sua reduzida aplicação prática (as nanobolhas atuariam no sentido de neutralizar o efeito esperado de aumento da Ip, se concentradas na água de injeção).

AC's eletromagnéticos se valem das modificações nas propriedades eletromagnéticas do meio.

NP's dielétricas empregam materiais metálicos ou semimetálicos, destacando-se os nanotubos de titânio

(Ti) pelas suas aparentes vantagens em termos de mobilidade e estabilidade frente a outras NP's dielétricas comercialmente disponíveis.

NP's condutivas empregam materiais geralmente metálicos. Variações positivas da condutividade elétrica com a saturação de água (S_w), porosidade e temperatura, percentualmente maiores inclusive do que aquelas associadas às propriedades acústicas/ elásticas como a velocidade da onda compressional (V_p) ou cisalhante (V_s), sugerem potencial emprego em processos de EOR (Enhanced Oil Recovery) baseados na injeção de água ou vapor. Outra aplicação atraente dos AC's condutivos é aquela destinada a "iluminar" fraturas hidráulicas induzidas em reservatórios não-convencionais nas proximidades de poços injetores. Contrastes tendem a ser induzidos pela criação de uma superfície de fratura, condutiva, em meio à rocha "fechada", neste caso, resistiva; a injeção de água contendo NP's condutivas realçaria esse contraste.

A PETROBRAS, reconhecendo o potencial destas tecnologias para aplicações em Reservatórios, tem se relacionado com instituições de pesquisa nacionais e internacionais dedicadas, que vêm investigando desde a efetividade e economicidade do emprego de diferentes NP's como AC's geofísicos até sua aplicação propriamente dita, que inclui o monitoramento da frente de injeção de água em processos de EOR. A ideia é empregar NP's eletromagnéticas como traçadores, já que elas afetariam medidas do campo eletromagnético feitas em receptores. O rastreamento dessas NP's a partir de campos eletromagnéticos emitidos por uma fonte controlada forneceria informações importantes, por exemplo, com relação à conectividade do reservatório, à existência de barreiras de permeabilidade e ao contato óleo-água.

Metodologia/ Problema Investigado

As NP's magnéticas, pela atenção que vêm recebendo dentre diferentes pesquisadores, são aqui destacadas.

Desenvolvimentos e investigações recentes (por exemplo, Rahmani, 2012), apontam como especialmente promissor o emprego, como AC's, de NP's magnéticas com propriedades superparamagnéticas (SP), de elevada susceptibilidade magnética, χ .

No Brasil são sintetizadas NP's à base de Fe_3O_4 (magnetita), que embora ferrimagnética na natureza (o que significa que exibe magnetização espontânea - ainda que em domínios internos distintos - devido a um momento magnético resultante não-nulo), passa a apresentar comportamento paramagnético, menos acentuado, na escala nanométrica, devido à competição entre a coercividade (de origem magnética) e a agitação molecular (de origem térmica). Tais NP's são estáveis

para o intervalo de temperaturas típico dos reservatórios de hidrocarbonetos, assim como em meios fluidos diversos, com a sua devida funcionalização, e podem ser produzidas de acordo com a aplicação.

Devido aos consideráveis momentos magnéticos elementares, costuma-se referir a tais NP's como superparamagnéticas (SP). Estas NP's são constituídas individualmente por um nanocristal (monodomínio), e em conjunto, consistem de dipolos magnéticos naturalmente orientados de maneira aleatória, que, entretanto, tendem a se alinhar a um campo magnético externo (quando passam a apresentar elevadas magnetizações), emitido a partir de transmissores e captado através de receptores, situados em poços ou em superfície. Por outro lado, a elevada densidade relativa destas NP's funcionalizadas, muito próxima à da magnetita pura (aproximadamente $5,1 \text{ g/cm}^3$), sugere que contrastes acústicos podem também ser induzidos no meio pela injeção de ferrofluidos (nome dado às suspensões estáveis de NP's magnéticas em fluidos carreadores, tais como a água), o que agregaria valor adicional à detecção de alterações nas propriedades do reservatório por métodos geofísicos.

Resultados

Foi investigado o efeito acústico da injeção de NP's SP no reservatório. Para tal, foram conduzidos ensaios de Física de Rochas, com substituição de fluidos em meio poroso (plugues de rocha natural, com porosidade em torno de 19 a 20%, no caso o arenito Berea, conhecido pela sua homogeneidade). Propriedades elásticas como V_p e V_s foram determinadas a diferentes pressões confinantes (entre 1.000 a 5.000 psi, em passos de 500 psi, com acréscimo e posterior decréscimo da pressão), em 3 diferentes situações: rocha seca (aerada), rocha saturada com água destilada e rocha saturada com ferrofluido (à base de água), com concentrações de 1, 2 e 5,4% em volume. A frequência de emissão do transdutor piezoelétrico representativo da fonte foi de 700 kHz.

Enquanto foi determinado um valor de densidade (ρ) do ferrofluido, com base em ensaios de PVT, em torno de $1,07 \text{ g/cm}^3$ (assim, 7% superior à da água), o valor obtido por pesagem para as amostras de rocha resultaram em $2,13 \text{ g/cm}^3$ (para a rocha seca), $2,31 \text{ g/cm}^3$ (para a rocha saturada em água destilada) e $2,34 \text{ g/cm}^3$ (para a rocha saturada em ferrofluido a concentrações entre 1% e 5,4%). Este pequeno aumento da densidade do meio efetivo saturado pelo ferrofluido tenderia, por si só, a causar a diminuição de V_p (devido à relação analítica, inversa, entre ambos), o que, no entanto, tende a ser neutralizado pelo aumento mais significativo dos módulos elásticos, a saber, a incompressibilidade (k) e o módulo de cisalhamento (G_0), que, analiticamente, têm relação direta com V_p . Assim, o efeito final da substituição de água destilada por ferrofluido tende a ser o de aumento de V_p na amostra, pelo menos a concentrações não tão diminutas, como 5,4%.

A V_p medida a partir da substituição de água por ferrofluido sob as concentrações testadas variou - no caso positivamente - até um máximo de 1% (ou de cerca de 2% para V_p , figura 1), sendo tal contraste percentualmente mais destacado a menores pressões confinantes, além de apresentar comportamento

crescente (embora não linearmente) com o aumento da concentração. Por outro lado, variações percentualmente mais significativas, observadas para V_s a partir de tal substituição, inclusive superiores a 5% (à concentração de 5,4% e a pressões em torno de 1.000 psi, figuras 2 e 3), sugerem contrastes não negligenciáveis em termos da Impedância Cisalhante (I_s), que seriam contemplados a partir do registro de dados sísmicos multicomponentes repetidos no tempo. Foi ainda observado (fig. 3) que, enquanto a menores concentrações (como 1 ou 2%), observa-se a diminuição de V_s com a substituição de água por ferrofluido, em função do efeito preponderante da densidade (que é maior do que a densidade da água destilada), a partir de uma determinada concentração (algo entre 2 e 5,4%), passa-se a observar o aumento de V_s , o que faria supor que uma modificação no coeficiente de cisalhamento (G_0) efetivo do sistema rocha-fluido, passa a governar tal variação, o que, a propósito, deve impactar também V_p . A simples troca de um fluido puro pelo outro (ar pela água, por exemplo) em vez de uma suspensão como o ferrofluido, em nada alteraria, na prática, o módulo de cisalhamento efetivo da amostra. Este comportamento próprio de V_s em função da concentração, distinto daquele observado para V_p , traz uma consequência interessante: em parâmetros elásticos (indicadores) relacionados à diferença entre V_p e V_s , como a razão de Poisson ν (e provavelmente também em combinações, como I_p - I_s) a substituição de fluidos ficaria ressaltada pela maximização destes parâmetros sob determinada concentração "ótima" do ferrofluido, certamente inferior a 5,4%, de acordo com o que foi observado, lembrando que

$$\nu = \frac{(0.5 V_p^2 - V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$$

As constatações acima sugerem que além do contraste eletromagnético, também um contraste acústico/ elástico (mensurável por levantamentos sísmicos, especialmente se multicomponentes) seria induzido no reservatório pela injeção do ferrofluido, ampliando assim o potencial de detecção por métodos geofísicos.

Tal detecção de variações acústicas (sísmicas) seria favorecida pelo emprego de ferrofluidos com concentrações mais elevadas (não obstante o aumento de custo correspondente), pelo emprego de sistemas de monitoramento sísmico de elevada repetibilidade 4D (por exemplo, sistemas permanentes), pela aquisição de dados sísmicos multicomponentes (de superfície ou de poço) - que incluíssem a obtenção de dados da onda PS além da PP - e preferencialmente em reservatórios não tão profundos a ponto de a pressão confinante reduzir a detectabilidade do contraste induzido.

Discussão e Conclusões

A avaliação da viabilidade técnica de aplicações práticas de NP's para reservatórios pode ser empreendida a partir de diferentes abordagens e escalas, que incluiriam a modelagem numérica, experimentos físicos em escala reduzida (bancada e/ ou laboratório, empregando

análogos do reservatório), experimentos em escala intermediária e por fim, testes-piloto em escala de campo. A realização de um teste piloto em um campo petrolífero, preferencialmente terrestre e submetido à injeção de água (enquanto fluido carreador das NP's) ajudaria a demonstrar o conceito da indução de contrastes geofísicos pela injeção de NP's. Tal teste (realizado numa base poço a poço ou poço-superfície) corresponderia a uma das primeiras iniciativas do gênero no Mundo. Variáveis a serem consideradas num estudo de viabilidade técnica previamente a tal piloto, baseado em modelagem numérica e/ ou experimental, incluem a concentração ótima de NP's, necessária à sua detectabilidade, em função do contraste induzido no reservatório (relacionada ao custo), o volume e/ ou vazão do fluido carreador (relacionados a aspectos de Geoengenharia) e os valores intrínsecos da propriedade física tanto para as NP's a serem empregadas como para o reservatório a ser injetado (relacionados à efetividade do material e à detectabilidade do contraste induzido).

Uma possibilidade adicional envolve a tomografia eletromagnética aplicada às NP's, que parte do princípio que, enquanto nas baixas frequências predominam processos de difusão, nas mais altas o comportamento do campo eletromagnético pode ser aproximado pela propagação de uma onda com velocidade expressa em termos da permeabilidade magnética e da permissividade elétrica do meio. De acordo com trabalhos que investigaram este tipo de aplicação (por exemplo, Al-Shehri *et al.*, 2013), a resposta de um meio poroso injetado por ferrofluido à passagem da onda eletromagnética emitida por uma fonte de pulsos de alta frequência é expressa na forma de diferentes tempos de chegada, os quais permitiram identificar claramente a frente de injeção do ferrofluido; neste caso, o aumento de μ efetivo do meio, por exemplo, acarretaria retardos no tempo de trânsito da onda eletromagnética.

NT's que empregam NP's como AC's geofísicos, aplicadas a reservatórios de hidrocarbonetos, constituem tecnologias emergentes na Indústria de Petróleo com

efetivo potencial de aplicação. Dentre estas parecem especialmente promissoras as NP's magnéticas, cuja injeção, no reservatório, induz contrastes eletromagnéticos que podem ser detectados por levantamentos dedicados. Investigações baseadas na Física de Rochas confirmaram que além destes últimos, contrastes acústicos/ elásticos são também induzidos no meio, o que estende as possibilidades de detecção, também por levantamento de dados sísmicos, preferencialmente multicomponentes, que permitam obter mais diretamente parâmetros como I_s , I_p - I_s e v . Estes achados corroboram a importância da integração de métodos geofísicos na obtenção de resultados mais consistentes.

Agradecimentos

Agradecimentos são devidos à PETROBRAS por ter autorizado a submissão deste trabalho, e às equipes dos Laboratórios de Física de Rochas, de Petrofísica e de PVT (todos do Centro de Pesquisa da PETROBRAS) pelo suporte aos ensaios laboratoriais.

Referências

Al-Shehri, A. A., Ellis, E. S. M., Servin, J. M. F., Kosynkin, D. V., Kanj, M. Y., Schmidt, H. K., 2013. Illuminating the reservoir: magnetic nanomappers. Saudi Aramco Journal of Technology, fall 2013, 40-47.

Rahmani, A. R., 2012. Theoretical study of magnetic nanoparticles: implications for enhanced reservoir imaging (estudo feito para o Advanced Energy Consortium, confidencial).

Tabela 1 – Comparação dos principais agentes de contraste geofísicos associados a nanopartículas.

NANOPARTÍCULA/ TIPO DE CONTRASTE INDUZIDO	PROPRIEDADE FÍSICA DE INTERESSE	GRAU DE MATURIDADE TECNOLÓGICA PARA APLICAÇÃO REAL
Acústica	Impedância acústica (I_p)	Mediano a baixo: existem questões ainda em aberto (vide texto)
Resistiva	Resistividade (ou condutividade, σ) elétrica	Mediano (já são conhecidos bons resultados de monitoramento deste tipo, por exemplo no campo de Dom João – BA, embora não empregando NP's)
Dielétrica	Permissividade elétrica (ϵ)	Mediano a baixo (mesmo agentes com forte permissividade elétrica provocam variações ainda sutis no meio, necessitando-se melhorar a sensibilidade das ferramentas e métodos de detecção)
Magnética	Permeabilidade magnética (μ)	Mediano (agentes de contraste magnéticos já disponíveis no Brasil – USP)

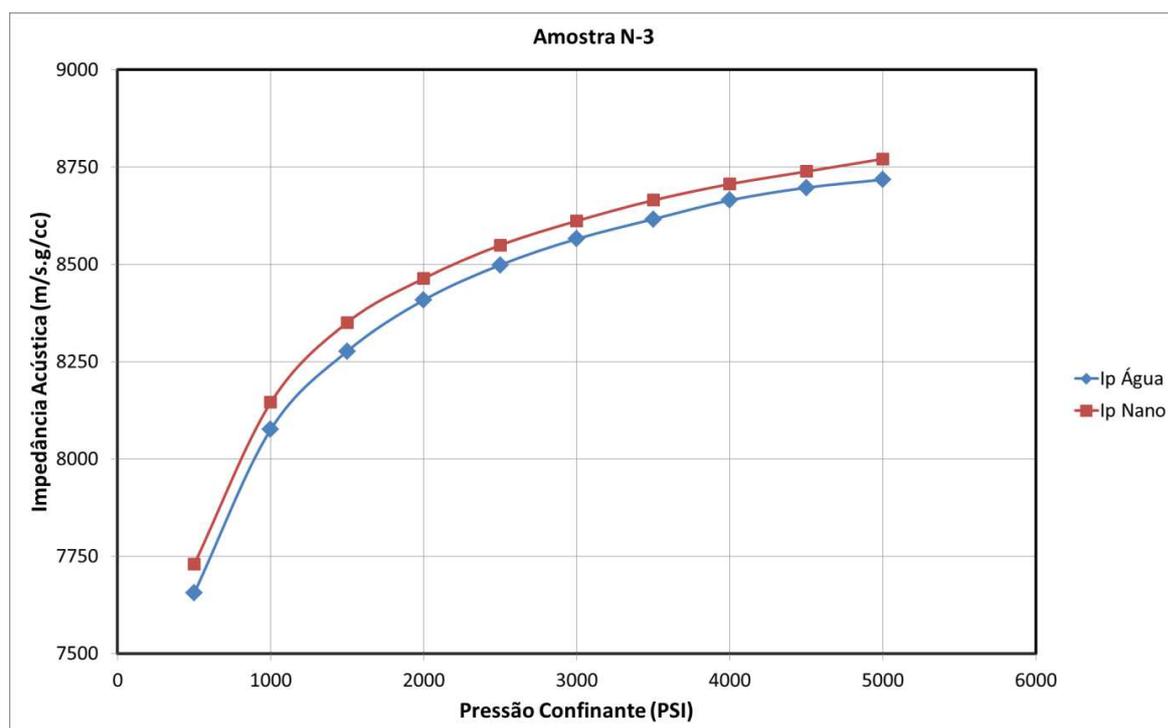


Figura 1 – Variação de I_p com a pressão confinante, derivada de ensaios petrossísmicos conduzidos pela PETROBRAS em laboratório, com a substituição de água destilada por ferrofluido à concentração de 5,4% (em volume) em amostra do arenito Berea. Os valores para a água de formação, natural, seriam ligeiramente diferentes. As diferenças entre os fluidos são percentualmente mais pronunciadas nas mais baixas pressões.

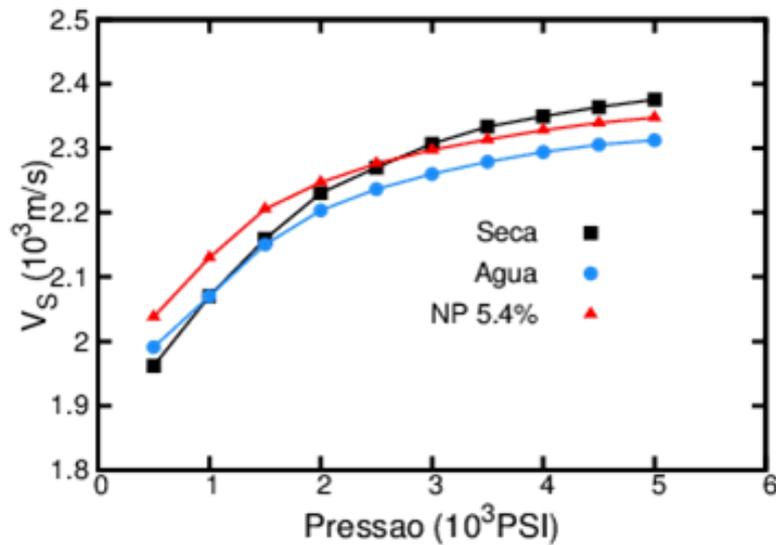


Figura 2 - Variação de V_S em função da pressão confinante, derivada de ensaios petrossísmicos conduzidos pela PETROBRAS em laboratório, com a substituição de fluidos: ar (rocha seca), água destilada e ferrofluido à concentração de 5,4% (em volume) em amostra do arenito Berea. Os valores para a água de formação, natural, seriam ligeiramente diferentes. As diferenças entre os fluidos são percentualmente mais pronunciadas nas menores pressões. A obtenção de valores menores para a amostra com água em relação à amostra seca reflete tão somente a sua maior densidade global, que faz diminuir o valor de V_S , tal como analiticamente previsto (considerando G_0 da rocha praticamente inalterado pela substituição de fluido).

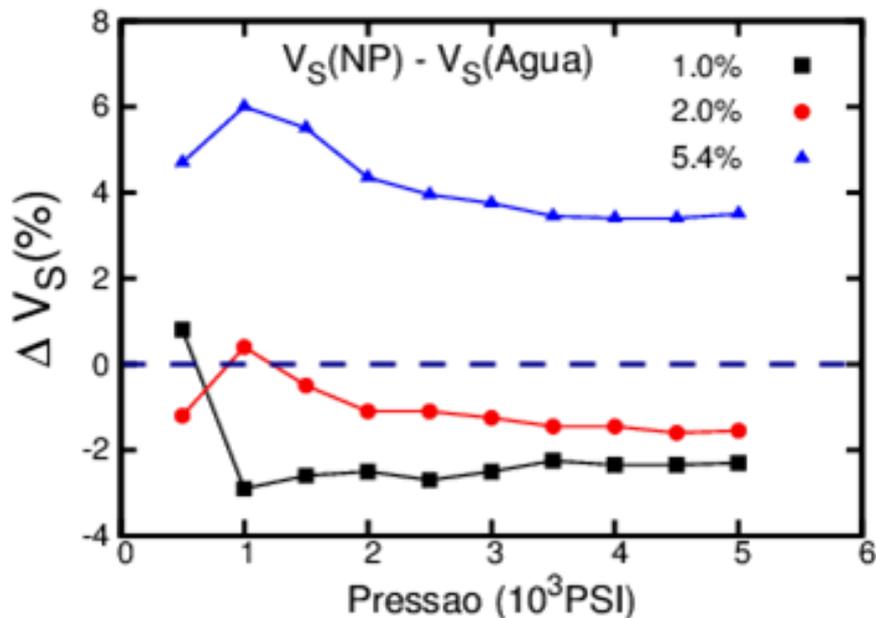


Figura 3 – Variações de V_S em função da pressão confinante, derivadas de ensaios petrossísmicos realizados pela PETROBRAS, com a substituição de água destilada por ferrofluido a diferentes concentrações (1, 2 e 5,4%) em amostras do arenito Berea, onde se observa uma mudança no comportamento geral entre concentrações mais elevadas (5,4%) e menos elevadas (1 e 2%). Maiores variações são observadas em geral a menores pressões confinantes.