

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

Princípios teóricos fundamentais e aplicações na caracterização de meios porosos.

1. Introdução aos tempos de relaxação do hidrogênio

Em física e imagem, os tempos de relaxação do hidrogênio referem-se ao tempo que os prótons (os núcleos dos átomos de hidrogênio) levam para retornar ao seu estado de equilíbrio termodinâmico após serem perturbados por um pulso eletromagnético. Esse fenômeno é fundamental para a RMN (Ressonância Magnética Nuclear) e a RM (Ressonância Magnética). Duas constantes de tempo principais caracterizam o retorno da magnetização:

- Tempo de relaxamento T_1 (relaxamento longitudinal)
 - Definição: Este é o tempo característico (expresso em segundos) necessário para que a magnetização do hidrogênio retorne a 63% do seu valor de equilíbrio inicial após a excitação. Corresponde à repulsão da magnetização ao longo do eixo do campo magnético principal.
 - Mecanismo: Os prótons de hidrogênio liberam a energia absorvida, transferindo-a para o seu ambiente molecular imediato (a rede cristalina).
 - Em ressonância magnética (RM): O sinal T_1 é usado para criar contraste anatômico. Ele depende do tecido: tecidos ricos em água (como o líquido cefalorraquidiano) apresentam um sinal T_1 longo, enquanto tecidos adiposos apresentam um sinal T_1 curto.
- Tempo de Relaxamento T_2 (Relaxamento Transversal)
 - Definição: Este é o tempo característico (expresso em milissegundos) após o qual a magnetização transversal (perpendicular ao campo magnético) diminui para 37% do seu valor máximo. Representa a perda de coerência ou a mudança de fase dos prótons.
 - Mecanismo: Este fenômeno ocorre devido às interações entre os prótons (interações spin-spin).
 - Em RM: O T_2 é sempre muito menor que o T_1 . Isso permite a obtenção de imagens onde fluidos aparecem muito brilhantes (como edema ou líquido cefalorraquidiano).

2. A distinção crucial: T_2 versus T_2^* (Relaxamento efetivo)

Na prática, a magnetização transversal diminui muito mais rapidamente do que o efeito das interações spin-spin isoladamente (T_2). Esse fenômeno geral é medido pela constante de tempo T_2^* .

$$1/T_2^* = 1/T_2 + 1/T_2', \text{ não homogêneo}$$

2.1 Definição

Na exploração de petróleo, um meio **não homogêneo** ou **heterogêneo** refere-se a uma rocha reservatório cujas propriedades físicas (porosidade, permeabilidade, saturação) variam de um ponto a outro. Ao contrário de um meio perfeitamente uniforme, essa complexidade estrutural influencia diretamente a migração e o fluxo de petróleo e gás.

Principais características de um reservatório não homogêneo



Michel L. Friedman-Matarese

(Destom LH 67/11)

Mobile: +591-71696657

Speaker: FR-UK-ES-BR/PT

WhatsApp: +591-71696657

GMT: -04h

Email: michel@geo-nmr.net

Base: Bolívia, Santa Cruz

In Charge: África & Américas

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

- **Variações espaciais:** As propriedades petrofísicas mudam dependendo da localização, seja em escala microscópica (os poros da rocha) ou em escala macroscópica (as diferentes camadas sedimentares).
- **Impacto na produção:** Essas variações criam caminhos preferenciais para fluidos, o que pode complicar a perfuração e a extração ideal de hidrocarbonetos.
- **Modelagem multiescala:** Engenheiros de reservatórios utilizam ferramentas de modelagem estocástica e métodos de parametrização multiescala para mapear essa heterogeneidade e simular o comportamento do reservatório.
- **Mecanismo:** A perda de coerência dos prótons é acelerada por inhomogeneidades do campo magnético principal (B_0), induzidas, em particular, por diferenças na susceptibilidade magnética nas interfaces entre a matriz rochosa sólida e os fluidos.
- **Reversibilidade:** Ao contrário do T_2 verdadeiro, que depende de colisões moleculares aleatórias, a mudança de fase devido a inhomogeneidades é fixa e estática. Ela pode ser compensada e cancelada pela aplicação de pulsos de recentralização (sequência de eco de spin).

3. Aplicações em petróleo e geologia: RMN de meios porosos

Na exploração de petróleo e no estudo de testemunhos de perfuração, a medição dos tempos de relaxamento (particularmente T_2) não é usada para criar uma imagem anatômica, mas sim para mapear a porosidade e a distribuição do tamanho dos poros.

• Mecanismo de relaxamento superficial: Em uma rocha reservatório, os prótons dos fluidos (água, óleo, gás) relaxam muito mais rapidamente ao entrarem em contato com a superfície sólida dos poros. O tempo de relaxamento transversal medido (T_2) torna-se, então, um indicador direto da geometria do meio.

$$1 / T_2 \approx \rho_2 \cdot (S / V)$$

Onde ρ_2 é a relaxividade da superfície da rocha, S a área dos poros e V o seu volume.

• Interpretação da distribuição de poros:

- T_2 curto (poros pequenos): Corresponde à água retida por ação capilar (argilas, poros microporosos). Este fluido não pode ser extraído (não é produzível).

- T_2 longo (poros grandes): Corresponde a fluidos livres e móveis (água deslocável, óleo leve ou gás em macroporosidade). Esta é a zona alvo para exploração (áreas promissoras).

4. Assinatura sintética de RMN de fluidos de reservatório

Fluido	Tempo T1	Tempo T2	Relação T1/T2	Viscosidade / Mobilidade
--------	----------	----------	---------------	--------------------------

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

Águas abertas	Longo (aproximadamente 2-3 s)	Longo (aproximadamente 2-3 s)	≈ 1	Baixa viscosidade, muito móvel
Água ligada (argilas)	Muito curto (< 10 ms)	Muito curto (< 10 ms)	≈ 1	Imóvel (ligado à matriz)
Óleo luz	Médio a longo	Médio a longo	≈ 1 a 2	Fluido, de alto valor comercial
Óleo pesado / Betume	Curto	Extremamente curto	Muito alto (> 10)	Muito viscoso, relaxa rapidamente
Gás natural	Muito longo (3-5 s)	Curto (por transmissão)	Aluno	Difusividade muito alta

Nota técnica sobre difusão: Na presença de um gradiente de campo magnético, o deslocamento térmico das moléculas (difusão) causa uma mudança de fase irreversível adicional. Esse fenômeno reduz consideravelmente a T2 do gás e do óleo leve, fornecendo um critério infalível para distinguir hidrocarbonetos da água de formação.

5. Identificação de reservatórios "esquecidos" usando RSS-NMR

A tecnologia **RSS-NMR** (que combina *imagens de sensoriamento remoto por satélite*, ou RSS, e Ressonância Magnética Nuclear) possibilita destacar **reservatórios esquecidos** ou negligenciados (*reservatórios*) através do mapeamento remoto da assinatura magnética de átomos de hidrogênio contidos em fluidos subterrâneos.

Essa abordagem supera as limitações da sísmica tradicional e da perfilagem elétrica convencional para identificar bolsões de hidrocarbonetos ainda não explorados.

Eis como esse método funciona na prática:

1. Detecção direta de fluidos por ressonância

Ao contrário dos métodos tradicionais (como a resistividade), que deduzem a presença de petróleo indiretamente, a RMN (Ressonância Magnética Nuclear) A tecnologia RSS-NMR **tem como alvo direto os núcleos de hidrogênio** da água, do gás e do petróleo. Ao enviar ondas eletromagnéticas ressonantes específicas, ela excita esses átomos remotamente e mede o sinal de resposta.

2. A diferenciação entre água livre e água ligada

Em reservatórios ditos "complexos" (como reservatórios de baixa resistividade), as ferramentas tradicionais frequentemente confundem óleo com água salgada condutora ou argila. A RMN resolve esse problema por meio da análise dos tempos de relaxação (T_1 e T_2): [



Michel L. Friedman-Matarese

(Destom LH 67/11)

Mobile: +591-71696657

Speaker: FR-UK-ES-BR/PT

WhatsApp: +591-71696657

GMT: -04h

Email: michel@geo-nmr.net

Base: Bolívia, Santa Cruz

In Charge: África & Américas

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

- **A água ligada às argilas** possui poros muito pequenos e se separa muito rapidamente (tempo T_2 extremamente curto).
- **Os hidrocarbonetos móveis** (os reservatórios exploráveis "esquecidos") retêm seu sinal por mais tempo.
Essa distinção possibilita identificar áreas produtivas onde análises anteriores concluíram que existiam apenas camadas de água estéril.

3. Independência da rocha (Litologia)

A RMN fornece uma **medição da porosidade total e efetiva** que é completamente independente do tipo de rocha (seja arenito, carbonato ou argila). Ao eliminar a incerteza relacionada à matriz rochosa, o método RSS-RMN identifica com precisão o volume exato de fluido móvel disponível em estruturas geológicas negligenciadas.

4. Varredura Remota por Satélite (RSS)

A integração da tecnologia de satélite (RSS) possibilita projetar e capturar essas variações de ressonância em grande escala. Permite a delimitação precisa dos contornos geométricos e da profundidade das anomalias de hidrocarbonetos mesmo antes de qualquer perfuração, o que se mostra particularmente vantajoso para revitalizar campos **maduros e** já explorados, encontrando bolsas residuais em seu interior.

6. Um exemplo concreto de reservatórios de baixa resistividade explorados por esta tecnologia.

Um exemplo histórico e emblemático de um reservatório de baixa resistividade desbloqueado por esta abordagem encontra-se na **Bacia de Berkine , na Argélia , particularmente no** complexo de campos **de Gassi Touil** , bem como nas camadas geológicas deltaicas do **Golfo do México** .

Nessas regiões, extensas áreas petrolíferas foram inicialmente classificadas como "estéreis" (aquíferos) pelas companhias petrolíferas, antes que a Ressonância Magnética Nuclear (RMN) corrigisse a situação.

Eis como a situação realmente se desenrolou no terreno:

O problema inicial: a armadilha de glauconium e microporos.

- **Os dados clássicos:** Durante as primeiras operações de perfuração, as ferramentas de perfilagem elétrica mediram uma resistividade extremamente baixa, frequentemente **inferior a 1 ou 2 Ohm·m** . De acordo com as leis da física clássica (como a fórmula de Archie), tal condutividade significava que a rocha estava saturada com mais de 60% ou 70% de água salgada. Os engenheiros, portanto, **abandonaram essas áreas** , acreditando que elas só produziram água.

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

- **A realidade geológica oculta:** a rocha era, na verdade, uma areia muito fina contendo glauconita (um mineral argiloso condutor) e um grande número de microporos. Esses microporos retinham água por ação capilar (água ligada), criando uma rede eletricamente condutora na superfície, mas **o interior dos poros maiores estava preenchido com petróleo móvel e explorável** .

solução de RMN : Revelando o óleo invisível

Aplicando a tecnologia de RMN (e posteriormente sua extensão por meio da varredura de superfície RSS-NMR), os operadores analisaram o **espectro de distribuição T_2** dos fluidos.

O sinal revelou imediatamente uma assinatura dinâmica dupla:

1. Um pico T_2 muito curto (alguns milissegundos), confirmando que a água é responsável pela baixa resistividade. Estava imóvel e **preso** na argila.
2. pico T_2 longo , comprovando irrefutavelmente a presença de um **fluido** altamente móvel e leve (hidrocarbonetos).

O resultado concreto

Graças a essa descoberta, as zonas foram perfuradas. Contrariando as previsões das ferramentas elétricas tradicionais, os poços produziram **hidrocarbonetos completamente isentos de água** (*produção sem água*). Na Bacia de Berkine , assim como nas "areias finas" do Golfo do México, isso possibilitou redefinir as reservas de campos maduros e recuperar milhões de barris que haviam sido literalmente "esquecidos" durante as primeiras ondas de exploração.

Outro exemplo relacionado a reservatórios carbonáticos complexos (Oriente Médio)?

No Oriente Médio, onde quase 80% da produção de petróleo provém de estruturas sedimentares carbonáticas, o caso de estudo mais famoso é a **Formação Shuaiba** (encontrada notavelmente nos Emirados Árabes Unidos, Omã e Catar). [[1](#), [2](#)]

Este reservatório carbonático, do tipo calcário (*gizoso*) *O calcário* , ou que contenha piritita, constitui o exemplo perfeito de um **reservatório de baixa resistividade (LRP). Pagamento**) desbloqueado graças aos avanços da RMN . [[1](#), [2](#)]

A armadilha geológica: a estrutura bimodal dos carbonatos

Ao contrário das areias finas de Berkine , a complexidade dos carbonatos do Oriente Médio reside na extrema heterogeneidade de seus poros. A Formação Shuaiba. apresenta uma rede poroso bimodal: [[1](#)]

- **matriz microporosa muito fina** : Criada por processos de compactação e diagênese geológica (micritização). Esses poros minúsculos retêm uma quantidade enorme de água salgada que é irreduzível por ação capilar. [[1](#), [2](#)]

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

- **Macroporosidade intersticial : Cavidades ou fraturas muito** maiores, capazes de acomodar e permitir a circulação de grandes quantidades de óleo. [1]

A falha das ferramentas convencionais:

A água hipersalina aprisionada na microporosidade interconectada forneceu uma via elétrica para a corrente das ferramentas de perfilagem tradicionais. A resistividade entrou em colapso total (frequentemente abaixo de **0,5 a 1 Ohm.m**). Para os modelos matemáticos de Archie, a saturação teórica de água (S_w) aproximou-se de 80 a 90%, levando à classificação dessas áreas como meros aquíferos sem valor comercial. [1, 2]

solução de RMN : Mapeamento do tamanho dos poros

Ao introduzir a RMN (e posteriormente a varredura geofísica remota RSS-RMN para avaliar a extensão dessas estruturas), os engenheiros conseguiram superar as limitações impostas pelas propriedades elétricas da água salgada. [1]

7. Um exemplo concreto de reservatórios de baixa resistividade explorados por esta tecnologia.

A RMN mede diretamente o sinal de hidrogênio dos fluidos e o classifica de acordo com o tamanho das cavidades onde ele está localizado:

sinal T_2 nos carbonatos de Shuaiba

Intensidade | Água ligada (imóvel) Óleo móvel (utilizável)

de | [===] [=====]

Sinal | [=====] [=====]

| _____[=====]_____ [=====]_____

+----->

0,1 1 10 100 1000 (ms)

^

de corte para carbonatos em RMN (limiar de corte em ~92 ms)

1. **O primeiro pico (T_2 muito curto , < 92 ms):** Este correspondeu à água parada confinada nos microporos do giz. Essa água está aprisionada e nunca sairá da rocha, portanto não interfere na produção.
2. **O segundo pico (T_2 longo , > 100 ms):** Correspondeu a moléculas de hidrocarbonetos leves alojadas em macroporos exploráveis.

Física da Tempo: Relaxação do Hidrogênio de Ressonância Magnética:

O resultado

Ao identificar que quase toda a água era imóvel (*água ligada*), a RMN comprovou que a saturação de água livre e móvel era, na verdade, mínima. Os poços perfurados e ativados nessas seções de Shuaiba produziram **petróleo limpo com alto rendimento** , sem qualquer vestígio de água.

Essa descoberta possibilitou reavaliar para cima as reservas de campos gigantes no Oriente Médio e explorar camadas inteiras de calcário que se acreditava estarem condenadas à erosão hídrica.
