

Relatório Técnico: Física de RMN e Sensoriamento Remoto de Reservatórios

Princípios de relaxamento, heterogeneidades da matriz e metodologia de orbitais passivos (RSS-NMR)

RESUMO

PARTE I: FUNDAMENTOS FÍSICOS E PROPRIEDADES DAS ROCHAS . . 1

1. Os tempos de relaxamento fundamentais do hidrogênio (T_1 e T_2) 1
2. A distinção crucial: T_2 versus T_2^* (Relaxamento eficaz) 1
3. Dinâmica do Limiar de Corte: Carbonatos vs. Arenito 2
4. Impacto Mineralógico Crítico: Presença de Pirita (FeS_2) 2

PARTE II: QUANTIFICAÇÃO DA PERMEABILIDADE E ESTRATÉGIA ORBITAL PASSIVA 3

1. Modelagem da permeabilidade intrínseca por RMN . . 3
2. Sensoriamento Remoto Orbital Global (Levantamento Passivo RSS-NMR e Estágio Zero) 4

PARTE I: FUNDAMENTOS FÍSICOS E PROPRIEDADES DAS ROCHAS

1. Os tempos de relaxamento fundamentais do hidrogênio

Em física e imagem, os tempos de relaxação do hidrogênio referem-se ao tempo necessário para que os prótons (os núcleos dos átomos de hidrogênio) retornem 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 relaxação T_1 (relaxação longitudinal): Este é o tempo característico (expresso em segundos) necessário para que a magnetização do hidrogênio recupere 63% do seu valor de equilíbrio inicial após a excitação. Os prótons liberam a energia absorvida transferindo-a para o seu ambiente molecular imediato (a rede cristalina).
- O tempo de relaxação T_2 (relaxação transversal): Este é o tempo característico (expresso em milissegundos) após o qual a magnetização transversal diminui para 37% do seu valor máximo. Este fenômeno deve-se às interações entre prótons (interações spin-spin) e é sempre muito menor que T_1 .

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 de deslocamento de fase acelerado é quantificado pela constante de tempo T_2^* :

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

2.1 DEFINIÇÃO



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

Relatório Técnico: Física de RMN e Sensoriamento Remoto de Reservatórios

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

- **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. Dinâmica do Limiar de Corte: Carbonatos vs. Arenito

O limiar de corte (T_2 cut -off) permite a separação hidrodinâmica da água ligada (microporosidade, não produtiva) da água livre (macroporosidade, móvel e utilizável). A diferença observada entre arenitos (~33 ms) e carbonatos (~92 ms) decorre diretamente da fórmula de relaxação da superfície:

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

- A menor relaxividade superficial (ρ_2) dos carbonatos: Os arenitos contêm naturalmente minerais argilosos e óxidos de ferro com propriedades paramagnéticas que aceleram o relaxamento (ρ_2 elevado). Por outro lado, os carbonatos puros (calcita, dolomita) são quimicamente muito limpos. Sua relaxividade ρ_2 é de 2 a 3 vezes mais fraco, o que retarda o relaxamento transversal e desloca o limiar de corte para tempos mais longos (~92 ms).

4. Impacto Mineralógico Crítico: Presença de Pirita (FeS_2)

A pirita é um sulfeto de ferro metálico condutor e altamente paramagnético. Sob a aplicação do campo B_0 , a forte anomalia de susceptibilidade magnética entre esses grãos e fluidos gera gradientes de campo local significativos ($G_{interne}$), acelerando drasticamente a despolarização por difusão molecular:

$$1/T_2, \text{ medido} = 1/T_2, \text{ superfície} + 1/T_2, \text{ volume} + (\gamma^2 \cdot G_{interne}^2 \cdot TE^2 \cdot D) / 12$$

Relatório Técnico: Física de RMN e Sensoriamento Remoto de Reservatórios

Principais consequências para a interpretação:

- Subestimação do tamanho dos poros: Os picos migram para escalas de tempo mais curtas, classificando poros grandes e móveis como microporos. - Superestimação da água ligada (AL): O volume irreduzível é superestimado em detrimento dos hidrocarbonetos móveis. - Atenuação do sinal: Se a mudança de fase for mais rápida que o tempo de eco (TE) mínimo, o sinal de RMN pode ser completamente perdido.

PARTE II: QUANTIFICAÇÃO DA PERMEABILIDADE E ESTRATÉGIA ORBITAL PASSIVA

1. Modelagem da permeabilidade intrínseca por RMN

A RMN avalia a permeabilidade contínua a partir da distribuição completa do tamanho dos poros por meio de duas equações padrão:

Modelo de Coates (Modelo de Fluido Livre): Baseado na razão entre fluidos móveis e ligados:

$$K_{Coates} = (\phi / C)^4 \cdot (FFI / BVI)^2$$

• Modelo SDR (Schlumberger Doll Research): Baseado na média geométrica do espectro T2:

$$K_{SDR} = a \cdot \phi^4 \cdot (T2, \log)^2$$

Limitações e heterogeneidades: Em carbonatos complexos (poros gigantes isolados ou 'vugs'), o fluido exibe um T2 muito longo sem conectividade real. O modelo SDR, portanto, superestima massivamente a permeabilidade. A interpretação moderna requer limites de corte de T2 variáveis e imagens de RMN 2D (mapas D-T2 ou T1-T2).

2. Sensoriamento Remoto Orbital Global (Levantamento Passivo RSS-NMR)

A integração da tecnologia RSS-NMR permite a combinação da exploração profunda com a análise remota do relaxamento do hidrogênio (até 7 km). O direcionamento é baseado na variação da frequência de Larmor, e o sinal de radiofrequência retornado serve como uma assinatura física direta.

A metodologia operacional da "Etapa Zero" é a seguinte:

1. Varredura Orbital Global: Mapeamento passivo por satélite de uma grande área sem qualquer presença ou impacto no solo. 2. Filtragem de Anomalias: Eliminação de zonas de T2 curto (matrizes densas ou argilosas). 3. Marcação de Fluidos: Isolamento e caracterização de fluidos de longa duração (petróleo leve via T1/T2 ≈ 1-2; gás via T1 longo/T2 curto). 4. Focalização Cirúrgica (Áreas Potenciais): Delimitação precisa de áreas-alvo para concentrar a intensa atividade sísmica ou perfuração exclusivamente em potenciais confirmados.

Essa abordagem elimina a necessidade de aquisição sísmica sistemática e destrutiva em todo um bloco, garante discricção absoluta (modo passivo) e otimiza a rápida reavaliação de reservatórios satélites em campos maduros.

limiar de corte de T2 é maior em carbonatos (~92 ms) do que em arenitos (~33 ms)?



Michel L. Friedman-Matarese

(Destom LH 67/11)

Mobile: +591-71696657

WhatsApp: +591-71696657

Email: michel@geo-nmr.net

In Charge: Africa & Américas

Speaker: FR-UK-ES-BR/PT

GMT: -04h

Base: Bolivia, Santa Cruz

Relatório Técnico: Física de RMN e Sensoriamento Remoto de Reservatórios

O limiar de corte (T_2 cut -off) é a constante de tempo limite que permite a separação hidrodinâmica da água ligada (localizada na microporosidade, não produtiva) da água livre (localizada na macroporosidade, móvel e utilizável). A principal diferença observada entre arenitos (siliciclásticos) e carbonatos (calcários, dolomitos) decorre diretamente da equação fundamental de relaxamento da superfície:

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

Onde ρ_2 é a relaxividade superficial do mineral sólido, S a área dos poros e V o seu volume.

- A menor relaxividade superficial (ρ_2) dos carbonatos: Os arenitos contêm intrinsecamente minerais argilosos, bem como traços de óxidos de ferro ou outros metais pesados. Esses elementos possuem propriedades paramagnéticas que aceleram fortemente o relaxamento dos prótons ao entrarem em contato (ρ_2 elevado). Por outro lado, os carbonatos puros (calcita, dolomita) são quimicamente muito mais "limpos" e isentos de centros paramagnéticos. Sua relaxividade superficial ρ_2 é, portanto, de 2 a 3 vezes menor que a dos arenitos.
- O impacto matemático no espectro T_2 : Uma vez que a relaxividade ρ_2 é menor na calcita; os prótons em fluidos levam mais tempo para relaxar mecanicamente para uma geometria de poro idêntica (S/V). Assim, a água retida por ação capilar na microporosidade de um carbonato apresentará um T_2 prolongado (até ~92 ms) antes de poder ser considerada um fluido livre, exigindo que o ponto de corte seja deslocado para tempos mais longos.

4. O impacto da pirita na análise de RMN de reservatórios

A pirita (FeS_2) é um sulfeto de ferro metálico condutor e altamente paramagnético, podendo até mesmo apresentar propriedades ferromagnéticas. Embora seu efeito nos perfis de resistividade elétrica seja bem documentado, ela interfere criticamente nas medições de RMN por meio de dois mecanismos distintos:

- Geração de fortes gradientes de campo magnético local: Sob a aplicação do campo magnético principal da ferramenta (B_0), os grãos de pirita tornam-se intensamente magnetizados. A significativa disparidade na susceptibilidade magnética entre esses grãos metálicos e os fluidos circundantes gera gradientes de campo local substanciais (Ginterne). Esses microgradientes locais aceleram drasticamente a despolarização por difusão molecular, encurtando artificialmente o tempo T_2 medido:

$$1/T_2, \text{ medido} = 1/T_2, \text{ superfície} + 1/T_2, \text{ volume} + (\gamma^2 \cdot G^2_{\text{interno}} \cdot TE^2 \cdot D) / 12$$

a interpretação petrofísica :

- Subestimação do tamanho dos poros: Os picos do espectro T_2 são deslocados artificialmente para a esquerda (tempos curtos). Um poro grande e produtivo pode ser erroneamente classificado como um microporo.
- Superestimação da água ligada (AL): À medida que o sinal se desloca abaixo do limite histórico, o volume de água irreduzível é superestimado em detrimento dos hidrocarbonetos móveis.

Relatório Técnico: Física de RMN e Sensoriamento Remoto de Reservatórios

- Atenuação do sinal: Se a mudança de fase for mais rápida que o tempo de eco (TE) mínimo da sonda, o sinal de RMN de uma zona pirítica pode ser completamente mascarado.

5. Avaliação da permeabilidade intrínseca por RMN

A RMN oferece a vantagem exclusiva de calcular a permeabilidade contínua a partir da distribuição completa do tamanho dos poros, em vez de depender de correlações empíricas gerais de porosidade/permeabilidade. Duas formulações de referência dominam o setor:

modelo de Coates (Modelo de Fluido Livre)

é preferido em arenitos e estruturas intergranulares simples e baseia-se na proporção entre o fluido móvel e o fluido ligado:

$$K_{\text{Coates}} = (\phi / C)^4 \cdot (\text{FFI} / \text{BVI})^2$$

Onde ϕ é a porosidade total, FFI (Índice de Fluido Livre) a área além do limite de corte , BVI (Volume Ligado Irredutível) a área abaixo do limite de corte e C uma constante de calibração local.

B. O modelo SDR (Schlumberger Doll Research)

, baseado na média geométrica do espectro T2 (T2 ,log), demonstra ser particularmente sensível à presença de macroporos interconectados:

$$K_{\text{SDR}} = a \cdot \phi^4 \cdot (T_{2,\log})^2$$

Onde 'a' é um coeficiente relacionado ao tipo de matriz rochosa.

6. Limites e soluções para estruturas complexas (Carbonatos)

Em carbonatos heterogêneos (porosidade dupla: matriz microporosa + vugs ou fraturas isoladas), esses modelos padrão enviesam a análise. Um poro grande e desconectado (vug) apresentará um T2 muito longo; o modelo SDR calculará então uma permeabilidade gigante completamente errônea, ignorando a impermeabilidade da matriz circundante.

Para contornar isso, a interpretação moderna incorpora limites de corte de T2 variáveis , bem como imagens de RMN bidimensionais (mapas D-T2 ou T1-T2) para desacoplar o tamanho geométrico dos poros de sua conectividade real com o fluido.