

Informe técnico: Física de RMN y teledetección de yacimientos

Principios de relajación, heterogeneidades de la matriz y metodología de orbitales pasivos (RSS-NMR)

RESUMEN

PARTE I: FUNDAMENTOS FÍSICOS Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS . . 1

1. Los tiempos de relajación fundamentales del hidrógeno (T_1 y T_2) 1
2. La distinción crucial: T_2 versus T_2^* (relajación efectiva) 1
3. Dinámica del umbral de corte: Carbonatos frente a arenisca 2
4. Impacto mineralógico crítico: Presencia de pirita (FeS_2) 2

PARTE II: CUANTIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y ESTRATEGIA ORBITAL PASIVA 3

1. Modelado de la permeabilidad intrínseca mediante RMN . . 3
2. Teledetección orbital global (sondeo pasivo RSS-NMR y etapa cero) 4

PARTE I: FUNDAMENTOS FÍSICOS Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS

1. Los tiempos de relajación fundamentales del hidrógeno

En física e imagenología, los tiempos de relajación del hidrógeno se refieren al tiempo que tardan los protones (los núcleos de los átomos de hidrógeno) en regresar a su estado de equilibrio termodinámico después de ser perturbados por un pulso electromagnético. Este fenómeno es fundamental para la RMN (Resonancia Magnética Nuclear) y la RMN. Dos constantes de tiempo principales caracterizan el retorno de la magnetización:

- El tiempo de relajación T_1 (relajación longitudinal): Este es el tiempo característico (expresado en segundos) necesario para que la magnetización del hidrógeno recupere el 63 % de su valor de equilibrio inicial tras la excitación. Los protones liberan la energía absorbida transfiriéndola a su entorno molecular inmediato (la red cristalina).
- El tiempo de relajación T_2 (relajación transversal): Este es el tiempo característico (expresado en milisegundos) tras el cual la magnetización transversal ha disminuido al 37% de su valor máximo. Este fenómeno se debe a las interacciones entre protones (interacciones espín-espín) y siempre es mucho más corto que T_1 .

2. La distinción crucial: T_2 versus T_2^* (relajación efectiva)

En la práctica, la magnetización transversal disminuye mucho más rápidamente que el efecto de las interacciones espín-espín por sí solas (T_2). Este fenómeno general de cambio de fase acelerado se cuantifica mediante la constante de tiempo T_2^* :

$$1 / T_2^* = 1 / T_2 + 1 / T_2 , \text{ no homogéneo}$$

2.1 DEFINICIÓN

Informe técnico: Física de RMN y teledetección de yacimientos

En la exploración petrolera, un medio **heterogéneo** o **inhomogéneo** se refiere a una roca reservorio cuyas propiedades físicas (porosidad, permeabilidad, saturación) varían de un punto a otro. A diferencia de un medio perfectamente uniforme, esta complejidad estructural influye directamente en la migración y el flujo de petróleo y gas.

Características principales de un yacimiento heterogéneo

- **Variaciones espaciales:** Las propiedades petrofísicas cambian según la ubicación, ya sea a escala microscópica (los poros de la roca) o a escala macroscópica (los diferentes estratos sedimentarios).
- **Impacto en la producción:** Estas variaciones crean vías preferenciales para los fluidos, lo que puede complicar la perforación y la extracción óptima de hidrocarburos.
- **Modelado multiescala:** Los ingenieros de yacimientos utilizan herramientas de modelado estocástico y métodos de parametrización multiescala para representar esta heterogeneidad y simular el comportamiento del yacimiento.
- **El mecanismo:** La pérdida de coherencia de los protones se acelera por las inhomogeneidades del campo magnético principal (B_0), inducidas en particular por las diferencias en la susceptibilidad magnética en las interfaces entre la matriz de roca sólida y los fluidos.
- **Reversibilidad:** A diferencia del verdadero T_2 , que depende de colisiones moleculares aleatorias, el desfase debido a las inhomogeneidades es fijo y estático. Puede compensarse y cancelarse aplicando pulsos de recentrado (secuencia de eco de espín).

3. Dinámica del umbral de corte: Carbonatos frente a arenisca

de corte (T_2) permite la separación hidrodinámica del agua ligada (microporosidad, no productiva) del agua libre (macroporosidad, móvil y utilizable). La diferencia observada entre areniscas (~33 ms) y carbonatos (~92 ms) proviene directamente de la fórmula de relajación superficial:

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

- La relajación superficial inferior (ρ_2) de los carbonatos: Las areniscas contienen naturalmente minerales arcillosos y óxidos de hierro con propiedades paramagnéticas que aceleran la relajación (ρ_2 alta). Por el contrario, los carbonatos puros (calcita, dolomita) son químicamente muy limpios. Su relajación ρ_2 es de 2 a 3 veces más débil, lo que ralentiza la relajación transversal y desplaza el umbral de corte a tiempos más largos (~92 ms).

4. Impacto mineralógico crítico: Presencia de pirita (FeS_2)

La pirita es un sulfuro de hierro metálico conductor y altamente paramagnético. Bajo la aplicación del campo B_0 , la fuerte anomalía de susceptibilidad magnética entre estos granos y fluidos genera gradientes de campo locales significativos ($G_{interne}$), acelerando drásticamente la despolarización por difusión molecular:

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

Informe técnico: Física de RMN y teledetección de yacimientos

Consecuencias importantes para la interpretación:

- Subestimación del tamaño de poro: Los picos migran hacia escalas de tiempo más cortas, clasificando poros grandes y móviles como microporos. - Sobreestimación del agua ligada (BVI): El volumen irreducible se sobreestima a expensas de los hidrocarburos móviles. - Atenuación de la señal: Si el desplazamiento de fase es más rápido que el tiempo de eco mínimo (TE), la señal de RMN puede perderse por completo.

PARTE II: CUANTIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y ESTRATEGIA ORBITAL PASIVA

1. Modelado de la permeabilidad intrínseca mediante RMN

La RMN evalúa la permeabilidad continua a partir de la distribución completa del tamaño de poro mediante dos ecuaciones estándar:

Modelo de Coates (modelo de fluido libre): basado en la relación de fluidos móviles a fluidos ligados: $K_{Coates} = (\phi / C)^4 \cdot (FFI / BVI)^2$

• El modelo SDR (Schlumberger Doll Research): basado en la media geométrica del espectro T2: $K_{SDR} = a \cdot \phi^4 \cdot (T2, \log)^2$

Limitaciones y heterogeneidades: en carbonatos complejos (poros gigantes aislados o 'vugs'), el fluido exhibe un T2 muy largo sin conectividad real. El modelo SDR sobreestima masivamente la permeabilidad. La interpretación moderna requiere cortes de T2 variables e imágenes de RMN 2D (mapas D-T2 o T1-T2).

2. Teledetección orbital global (sondeo pasivo RSS-NMR)

La integración de la tecnología RSS-NMR permite combinar la exploración profunda con el análisis remoto de la relajación del hidrógeno (hasta 7 km). La localización se basa en la variación de la frecuencia de Larmor, y la señal de radiofrecuencia reflejada sirve como una firma física directa.

La metodología operativa de la "Etapa Cero" es la siguiente:

1. Escaneo orbital global: mapeo satelital pasivo de una gran área sin presencia ni impacto terrestre.
2. Filtrado de anomalías: eliminación de zonas T2 cortas (matrices densas o arcillosas).
3. Marcado de fluidos: aislamiento y caracterización de fluidos a largo plazo (petróleo ligero mediante $T1/T2 \approx 1-2$; gas mediante T1 largo/T2 corto).
4. Enfoque quirúrgico (puntos óptimos): delimitación precisa de áreas objetivo para concentrar la actividad sísmica intensa o la perforación exclusivamente en potenciales confirmados.

Este enfoque elimina la necesidad de una adquisición sísmica sistemática y destructiva en todo un bloque, garantiza una discreción absoluta (modo pasivo) y optimiza la reevaluación rápida de los yacimientos satélite en campos maduros.

umbral de corte de T2 es más largo en los carbonatos (~92 ms) que en las areniscas (~33 ms)?

Informe técnico: Física de RMN y teledetección de yacimientos

de corte (T_2) es la constante de tiempo límite que permite la separación hidrodinámica del agua ligada (ubicada en la microporosidad, improductiva) del agua libre (ubicada en la macroporosidad, móvil y utilizable). La principal diferencia observada entre areniscas (siliciclásticas) y carbonatos (calizas, dolomitas) proviene directamente de la ecuación fundamental de relajación superficial:

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

Donde ρ_2 es la relajación superficial del mineral sólido, S el área de los poros y V su volumen.

- La menor relajación superficial (ρ_2) de los carbonatos: Las areniscas contienen intrínsecamente minerales arcillosos, así como trazas de óxidos de hierro u otros metales pesados. Estos elementos poseen propiedades paramagnéticas que aceleran considerablemente la relajación de los protones al contacto (ρ_2 elevado). Por el contrario, los carbonatos puros (calcita, dolomita) son químicamente mucho más "limpios" y carecen de centros paramagnéticos. Por consiguiente, su relajación superficial ρ_2 es de 2 a 3 veces menor que la de las areniscas.
- El impacto matemático en el espectro T_2 : Dado que la relajación La resistividad ρ_2 es menor en la calcita; los protones en los fluidos tardan más en relajarse mecánicamente para una geometría de poro idéntica (S/V). Por lo tanto, el agua retenida por acción capilar en la microporosidad de un carbonato presentará un T_2 prolongado (hasta ~92 ms) antes de que pueda considerarse un fluido libre, lo que requiere que el punto de corte se desplace hacia tiempos más largos.

4. El impacto de la pirita en el análisis de yacimientos mediante RMN

La pirita (FeS_2) es un sulfuro de hierro metálico conductor y altamente paramagnético, incluso ferromagnético. Si bien su efecto en los registros de resistividad eléctrica está documentado, interrumpe de manera crítica las mediciones de RMN a través de dos mecanismos distintos:

- Generación de fuertes gradientes de campo magnético local: Bajo la aplicación del campo magnético principal de la herramienta (B_0), los granos de pirita se magnetizan intensamente. La significativa disparidad en la susceptibilidad magnética entre estos granos metálicos y los fluidos circundantes genera gradientes de campo local sustanciales ($G_{interne}$). Estos gradientes microlocales aceleran drásticamente la despolarización por difusión molecular, acortando artificialmente el tiempo T_2 medido:

$$1/T_2^2_{medido} = 1/T_2^2_{superficie} + 1/T_2^2_{volumen} + (\gamma^2 \cdot G^2_{interno} \cdot TE^2 \cdot D) / 12$$

la interpretación petrofísica :

- Subestimación del tamaño de poro: Los picos del espectro T_2 se desplazan artificialmente hacia la izquierda (tiempos cortos). Un poro grande y producible puede clasificarse erróneamente como un microporo.
- Sobreestimación del agua ligada (BVI): A medida que la señal se desplaza por debajo del límite histórico, el volumen de agua irreducible se sobreestima a expensas de los

Informe técnico: Física de RMN y teledetección de yacimientos

hidrocarburos móviles.

- Atenuación de la señal: Si el desplazamiento de fase es más rápido que el tiempo de eco mínimo (TE) de la sonda, la señal de RMN de una zona pirítica puede quedar completamente enmascarada.

5. Evaluación de la permeabilidad intrínseca mediante RMN

La RMN ofrece la ventaja única de calcular la permeabilidad continua a partir de la distribución completa del tamaño de poro, en lugar de depender de correlaciones empíricas generales de porosidad/permeabilidad. Dos formulaciones de referencia dominan la industria:

modelo de Coates (modelo de fluido libre)

Preferido en areniscas y estructuras intergranulares simples, se basa en la relación entre el fluido móvil y el fluido ligado:

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

Donde ϕ es la porosidad total, FFI (Índice de Fluido Libre) el área más allá del límite de corte , BVI (Volumen Ligado Irreducible) el área por debajo del límite de corte y C una constante de calibración local.

B. El modelo SDR (Schlumberger Doll Research)

, basado en la media geométrica del espectro T2 (T2 , log), demuestra ser particularmente sensible a la presencia de macroporos interconectados:

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

Donde 'a' es un coeficiente relacionado con el tipo de matriz rocosa.

6. Límites y soluciones para estructuras complejas (carbonatos)

En carbonatos heterogéneos (doble porosidad: matriz microporosa + cavidades o fracturas aisladas), estos modelos estándar sesgan el análisis. Un poro grande y desconectado (cavidad) presentará un T2 muy largo; el modelo SDR calculará entonces una permeabilidad gigante completamente errónea, ignorando la impermeabilidad de la matriz circundante.

Para evitar esto, la interpretación moderna incorpora umbrales de T2 variables , así como imágenes de RMN bidimensionales (mapas D-T2 o T1-T2) para desacoplar el tamaño geométrico de los poros de su conectividad de fluidos real.