

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

*Principios teóricos fundamentales y aplicaciones a la caracterización de medios porosos.*

## 1. Introducción a los tiempos de relajación 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:

- tiempo de relajación  $T_1$  (relajación longitudinal)
  - Definición: Este es el tiempo característico (expresado en segundos) requerido para que la magnetización del hidrógeno regrese al 63% de su valor de equilibrio inicial después de la excitación. Corresponde a la repulsión de la magnetización a lo largo del eje del campo magnético principal.
  - Mecanismo: Los protones de hidrógeno liberan la energía que han absorbido transfiriéndola a su entorno molecular inmediato (la red cristalina).
  - En resonancia magnética: La señal T1 se utiliza para crear contraste anatómico. Depende del tejido: los tejidos ricos en agua (como el líquido cefalorraquídeo) tienen una señal T1 larga, mientras que los tejidos grasos tienen una señal T1 corta.
- Tiempo de relajación  $T_2$  (relajación transversal)
  - Definición: Es el tiempo característico (expresado en milisegundos) después del cual la magnetización transversal (perpendicular al campo magnético) ha disminuido al 37% de su valor máximo. Representa la pérdida de coherencia o el cambio de fase de los protones.
  - Mecanismo: Este fenómeno se debe a las interacciones de los protones entre sí (interacciones espín-espín).
  - En RMN: El T2 siempre es mucho más corto que el T1. Permite obtener imágenes donde los fluidos aparecen muy brillantes (como el edema o el líquido cefalorraquídeo).

## 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 global se mide mediante la constante de tiempo  $T_2^*$ .

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

### 2.1 Definición

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.

**RSS NMR**  
THE SIMPLE WAY OF EXPLORATION

**GEO-NMR.NET**  
Exploration by satellite

**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

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

## 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. Aplicaciones petroleras y geológicas: RMN de medios porosos

En la exploración petrolera y el estudio de testigos de perforación, la medición de los tiempos de relajación (en particular  $T_2$ ) no se utiliza para crear una imagen anatómica, sino para mapear la porosidad y la distribución del tamaño de los poros.

• Mecanismo de relajación superficial: En una roca reservorio, los protones de los fluidos (agua, petróleo, gas) se relajan mucho más rápido al entrar en contacto con la superficie sólida de los poros. El tiempo de relajación transversal medido ( $T_2$ ) se convierte entonces en un indicador directo de la geometría del medio:

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

Donde  $\rho_2$  es la relajación superficial de la roca,  $S$  el área de los poros y  $V$  su volumen.

- Interpretación de la distribución de poros:
  - $T_2$  corto (poros pequeños): Corresponde a agua ligada por capilaridad (arcillas, poros microporosos). Este fluido no se puede extraer (no es explotable).
  - $T_2$  largo (poros grandes): Corresponde a fluidos libres y móviles (agua desplazable, petróleo ligero o gas en macroporosidad). Esta es la zona objetivo para la explotación (zonas óptimas).

## 4. Firma sintética de RMN de fluidos de yacimiento

Líquido	Tiempo T1	Tiempo T2	Relación T1/T2	Viscosidad / Movilidad
---------	-----------	-----------	----------------	------------------------



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: Bolivia, Santa Cruz

In Charge: Africa & Américas

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

<b>Aguas abiertas</b>	Largo (~ 2-3 s)	Largo (~ 2-3 s)	≈ 1	Baja viscosidad, muy móvil
<b>Agua ligada (arcillas)</b>	Muy corto (< 10 ms)	Muy corto (< 10 ms)	≈ 1	Inmóvil (vinculado a la matriz)
<b>Aceite luz</b>	De mediano a largo	De mediano a largo	≈ 1 a 2	Fluido, de alto valor comercial.
<b>Petróleo pesado / Betún</b>	Corto	Extremadamente corto	Muy alto (> 10)	Muy viscoso, se relaja rápidamente.
<b>Gas natural</b>	Muy largo (3-5 s)	Cortometraje (por emisión)	Alumno	Difusividad muy alta

*Nota técnica sobre difusión: En presencia de un gradiente de campo magnético, el desplazamiento térmico de las moléculas (difusión) provoca un cambio de fase irreversible adicional. Este fenómeno reduce considerablemente el T2 del gas y del petróleo ligero, lo que proporciona un criterio infalible para distinguir los hidrocarburos del agua de formación.*

## 5. Identificación de yacimientos "olvidados" mediante RSS-NMR

La tecnología **RSS-NMR** (que combina imágenes de teledetección satelital, o RSS, y resonancia magnética nuclear) permite descubrir **yacimientos olvidados** o que han pasado desapercibidos (*depósitos*) mediante el mapeo remoto de la firma magnética de los átomos de hidrógeno contenidos en los fluidos subterráneos.

Este método supera las limitaciones de los registros sísmicos tradicionales y eléctricos convencionales para identificar yacimientos de hidrocarburos no explotados.

Así es como funciona este método en la práctica:

### 1. Detección directa de fluidos por resonancia

A diferencia de los métodos tradicionales (como la resistividad) que deducen la presencia de petróleo de forma indirecta, la RMN... La tecnología RSS-NMR **se dirige directamente a los núcleos de hidrógeno** del agua, el gas y el petróleo. Mediante el envío de ondas electromagnéticas resonantes específicas, excita estos átomos de forma remota y mide su señal de respuesta.

### 2. La diferenciación entre agua libre y agua ligada

En los yacimientos denominados "complejos" (como los yacimientos de baja resistividad), las herramientas tradicionales a menudo confunden el petróleo con agua salada conductora o arcilla. La RMN resuelve este problema mediante el análisis de los tiempos de relajación ( $T_1$  y  $T_2$ ): [

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

- **El agua ligada a las arcillas** tiene poros muy pequeños y se separa muy rápidamente ( tiempo  $T_2$  extremadamente corto ).
- **Los hidrocarburos móviles** (los yacimientos explotables "olvidados") conservan su señal durante más tiempo.  
Esta distinción permite identificar áreas productivas donde análisis anteriores habían concluido que solo existían capas de agua estéril.

## 3. Independencia de la roca (Litología)

La RMN proporciona una **medición de la porosidad total y efectiva** que es completamente independiente del tipo de roca (ya sea arenisca, carbonato o arcilla). Al eliminar la incertidumbre relacionada con la matriz rocosa, el método RSS-RMN identifica con precisión el volumen exacto de fluido móvil disponible en estructuras geológicas poco estudiadas.

## 4. Escaneo remoto de satélites (RSS)

La integración de la tecnología satelital (RSS) permite proyectar y capturar estas variaciones resonantes a gran escala. Esto posibilita la delimitación precisa de los contornos geométricos y la profundidad de las anomalías de hidrocarburos incluso antes de cualquier perforación, lo que resulta particularmente rentable para revitalizar campos **maduros** ya explotados mediante la detección de bolsas residuales en su interior.

## 6. Un ejemplo concreto de yacimientos de baja resistividad aprovechados gracias a esta tecnología.

Un ejemplo histórico y emblemático de un yacimiento de baja resistividad descubierto mediante este enfoque se encuentra en la **cuenca de Berkine , en Argelia , particularmente en el complejo del campo Gassi Touil** , así como en las capas geológicas deltaicas del **Golfo de México** .

En estas regiones, las compañías petroleras clasificaron inicialmente como "estériles" (acuíferos) extensas zonas productoras de petróleo, antes de que la resonancia magnética nuclear (RMN ) corrigiera esta situación.

Así es como se desarrollaron realmente los acontecimientos sobre el terreno:

### El problema inicial: La trampa del glauconio y los microporos.

- **Los datos clásicos:** Durante las primeras perforaciones, los registros eléctricos midieron una resistividad extremadamente baja, a menudo **inferior a 1 o 2 ohm-m** . Según las leyes de la física clásica (como la fórmula de Archie), dicha conductividad significaba que la roca estaba saturada con más del 60 % o 70 % de agua salada. Por consiguiente, los ingenieros **abandonaron estas zonas** , creyendo que solo producirían agua.

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

- **La realidad geológica oculta:** La roca era en realidad una arena muy fina que contenía glauconita ( un mineral arcilloso conductor) y una gran cantidad de microporos. Estos microporos retenían agua por capilaridad (agua ligada), creando una red eléctricamente conductora en la superficie, pero **el núcleo de los poros más grandes estaba lleno de petróleo móvil y explotable** .

## solución de RMN : Revelando el aceite invisible

Mediante la aplicación de la tecnología RMN (y posteriormente su extensión mediante el escaneo de superficie RSS-NMR), los operadores analizaron el **espectro de distribución  $T_2$**  de los fluidos.

La señal reveló inmediatamente una firma dinámica dual:

1. Un pico  $T_2$  muy corto ( unos pocos milisegundos), lo que confirma que el agua es la responsable de la baja resistividad. Estaba inmóvil **y atrapado** en el barro.
2. pico  $T_2$  prolongado , que prueba irrefutablemente la presencia de un **fluido ligero y** altamente móvil (hidrocarburos).

## El resultado concreto

Gracias a este descubrimiento, se perforaron las zonas. Contrariamente a las predicciones de las herramientas eléctricas tradicionales, los pozos produjeron **hidrocarburos completamente libres de agua** ( *producción sin agua* ). En la cuenca de Berkine , al igual que en las finas arenas del Golfo de México, esto permitió redefinir las reservas de yacimientos maduros y recuperar millones de barriles que habían sido literalmente olvidados durante las primeras fases de exploración.

¿Otro ejemplo relacionado con yacimientos de carbonato complejos (Oriente Medio)?

En Oriente Medio, donde casi el 80% de la producción de petróleo proviene de estructuras sedimentarias carbonatadas, el caso de estudio más famoso es la **Formación Shuaiba** (que se encuentra principalmente en los Emiratos Árabes Unidos, Omán y Qatar). [ [1](#), [2](#) ]

Este yacimiento carbonatado, del tipo caliza calcárea ( *caliza La piedra caliza* o que contiene pirita constituye el ejemplo perfecto de un **yacimiento de baja resistividad (LRP). Pago** ) desbloqueado gracias a los avances de la RMN . [ [1](#), [2](#) ]

---

## La trampa geológica: La estructura bimodal de los carbonatos

A diferencia de las arenas finas de Berkine , la complejidad de los carbonatos de Oriente Medio reside en la extrema heterogeneidad de sus poros. La Formación Shuaiba presenta una red poroso bimodal: [ [1](#) ]

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

- **matriz microporosa muy fina** : creada por procesos de compactación y diagénesis geológica (micritización). Estos diminutos poros atrapan una enorme cantidad de agua salada que no se puede eliminar por acción capilar. [ [1](#), [2](#) ]
- **Macroporosidad intersticial** : Cavidades o fracturas **mucho más grandes, capaces de alojar y permitir la circulación de grandes cantidades de petróleo.** [ [1](#) ]

## El fracaso de las herramientas convencionales:

El agua hipersalina atrapada en la microporosidad interconectada proporcionó una vía eléctrica para la corriente de las herramientas de registro tradicionales. La resistividad colapsó por completo (a menudo por debajo de **0,5 a 1 Ohm-m** ). Para los modelos matemáticos de Archie, la saturación de agua teórica ( $S_w$ ) se aproximó al 80-90%, lo que llevó a que estas áreas se clasificaran como simples acuíferos sin valor comercial. [ [1](#), [2](#) ]

---

## solución de RMN : Mapeo del tamaño de los poros

Mediante la introducción de la RMN (y posteriormente el escaneo geofísico remoto RSS-NMR para evaluar la extensión de estas estructuras), los ingenieros pudieron superar las limitaciones impuestas por las propiedades eléctricas del agua salada. [ [1](#) ]

## 7. Un ejemplo concreto de yacimientos de baja resistividad aprovechados gracias a esta tecnología.

La RMN mide directamente la señal de hidrógeno de los fluidos y la clasifica según el tamaño de las cavidades donde se encuentra:

señal  $T_2$  en carbonatos de Shuaiba

Intensidad | Agua ligada ( inmóvil) Aceite móvil (utilizable)

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

Señal | [ =====] [=====]

| \_\_\_\_\_[=====]\_\_\_\_\_ [=====]\_\_\_\_\_

+----->

0,1 1 10 100 1000 ( ms)

^

Corte de carbonatos por RMN (umbral de corte a ~92 ms)

# Física de la resonancia magnética: tiempo de relajación del hidrógeno

1. **El primer pico ( $T_2$  muy corto , < 92 ms):** Esto correspondía al agua estancada confinada en los microporos de la creta. Esta agua queda atrapada y nunca saldrá de la roca, por lo que no interfiere con la producción.
2. **El segundo pico ( $T_2$  largo , > 100 ms):** Correspondía a moléculas de hidrocarburos ligeros alojadas en macroporos explotables.

## El resultado

Al determinar que casi toda el agua era inmóvil ( *agua ligada* ), la RMN demostró que la saturación de agua libre y móvil era mínima. Los pozos perforados y activados en estas secciones de Shuaiba produjeron **petróleo limpio con altos rendimientos** , sin rastro de agua.

Este descubrimiento ha permitido reevaluar al alza las reservas de yacimientos gigantescos en Oriente Medio y explotar capas enteras de piedra caliza que se creían condenadas por el agua.

---