

Synthèse Technique Complète : Physique de la RMN et Exploration des Réservoirs

Principes de relaxation de l'hydrogène, hétérogénéités des matrices rocheuses et méthodologie orbitale passive

PARTIE I : FONDEMENTS PHYSIQUES ET PROPRIÉTÉS DES ROCHES

1. Les Temps de Relaxation Fondamentaux de l'Hydrogène

En physique et en imagerie, les temps de relaxation de l'hydrogène désignent le temps nécessaire aux protons (les noyaux d'atomes d'hydrogène) pour revenir à leur état d'équilibre thermodynamique après avoir été perturbés par une impulsion électromagnétique. Ce phénomène est au cœur de la RMN (Résonance Magnétique Nucléaire) et de l'IRM. On distingue deux constantes de temps principales qui caractérisent le retour de l'aimantation :

- Le temps de relaxation T1 (Relaxation longitudinale) :
 - Définition : C'est le temps caractéristique (exprimé en secondes) nécessaire pour que l'aimantation de l'hydrogène retrouve 63 % de sa valeur d'équilibre initiale après une excitation. Il correspond à la repousse de l'aimantation dans l'axe du champ magnétique principal.
 - Mécanisme : Les protons d'hydrogène libèrent l'énergie qu'ils ont absorbée en la transférant à leur environnement moléculaire immédiat (le réseau).
 - En IRM : Le T1 permet de créer le contraste anatomique. Il dépend des tissus : les tissus riches en eau (comme le LCR) ont un T1 long, tandis que les tissus gras ont un T1 court.
- Le temps de relaxation T2 (Relaxation transversale) :
 - Définition : C'est le temps caractéristique (exprimé en millisecondes) au bout duquel l'aimantation transversale (perpendiculaire au champ magnétique) a disparu à 37 % de sa valeur maximale. Elle représente la perte de cohérence ou le déphasage des protons entre eux.
 - Mécanisme : Ce phénomène est dû aux interactions des protons entre eux (les interactions spin-spin).
 - En IRM : Le T2 est toujours beaucoup plus court que le T1. Il permet d'obtenir des images où les fluides apparaissent très brillants (comme les œdèmes ou le liquide céphalo-rachidien).

2. La Distinction Cruciale : T2 versus T2* (Relaxation Effective)

En pratique, l'aimantation transversale décroît beaucoup plus rapidement que le seul effet des interactions spin-spin (T2). Ce phénomène global est mesuré par la constante de temps T2*.

$$1 / T2^* = 1 / T2 + 1 / T2, \text{ inhomogène}$$

2.1 DEFINITION

Synthèse Technique Complète : Physique de la RMN et Exploration des Réservoirs

En exploration pétrolière, un milieu **inhomogène** ou **hétérogène** désigne une roche réservoir dont les propriétés physiques (porosité, perméabilité, saturation) varient d'un point à un autre. Contrairement à un milieu parfaitement uniforme, cette complexité structurale influence directement la migration et l'écoulement du pétrole et du gaz.

Caractéristiques principales d'un réservoir inhomogène

- **Variations spatiales** : Les propriétés pétro physiques changent selon l'endroit, que ce soit à l'échelle microscopique (les pores de la roche) ou macroscopique (les différentes strates sédimentaires).
- **Impact sur la production** : Ces variations créent des chemins préférentiels pour les fluides, ce qui peut compliquer le forage et l'extraction optimale des hydrocarbures.
- **Modélisation multi-échelle** : Les ingénieurs de réservoir utilisent des outils de modélisation stochastique et des méthodes de paramétrage multi-échelles pour cartographier cette hétérogénéité et simuler le comportement du gisement.
- **Le mécanisme** : La perte de cohérence des protons est accélérée par les inhomogénéités du champ magnétique principal (B_0), induites notamment par les différences de susceptibilité magnétique aux interfaces entre la matrice rocheuse solide et les fluides.
- **La réversibilité** : Contrairement au vrai T2 qui dépend de chocs moléculaires aléatoires, le déphasage lié aux inhomogénéités est fixe et statique. Il peut être compensé et annulé en appliquant des impulsions de recentrage (séquence d'Écho de Spin).

3. Dynamique des Seuils de Coupure (Cut-off) : Carbonates vs Grès

Le seuil de coupure (T2 cut-off) est la constante de temps limite qui permet de séparer hydrodynamiquement l'eau liée (située dans la microporosité, non productible) de l'eau libre (située dans la macroporosité, mobile et exploitable). L'écart majeur constaté entre les grès (~33 ms) et les carbonates (~92 ms) découle directement de l'équation fondamentale de la relaxation de surface :

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

- La relaxivité de surface (ρ_2) plus faible des carbonates : Les grès contiennent naturellement des minéraux argileux ainsi que des traces d'oxydes de fer ou de métaux lourds possédant des propriétés paramagnétiques qui accélèrent fortement la relaxation des protons à leur contact. À l'inverse, les carbonates purs (calcite, dolomie) sont beaucoup plus exempts de centres paramagnétiques. Leur relaxivité ρ_2 est 2 à 3 fois plus faible que celle des grès, ce qui ralentit mécaniquement la relaxation transversale et déplace le curseur de coupure vers des temps plus longs (~92 ms).

4. Impact Minéralogique Crise : Présence de la Pyrite (FeS2)

**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

Synthèse Technique Complète : Physique de la RMN et Exploration des Réservoirs

La pyrite est un sulfure de fer métallique conducteur et hautement paramagnétique. Sous l'application du champ B_0 de l'outil, la forte disparité de susceptibilité magnétique entre ces grains métalliques et les fluides génère d'importants gradients de champ locaux (Ginterne). Ces micro-gradients accélèrent drastiquement la dépolarisation par diffusion moléculaire, écourtant artificiellement le temps T_2 mesuré :

$$1 / T_{2,\text{mesuré}} = 1 / T_{2,\text{surface}} + 1 / T_{2,\text{volume}} + (\gamma^2 \cdot \text{Ginterne}^2 \cdot \text{TE}^2 \cdot D) / 12$$

Conséquences directes sur l'interprétation :

- Sous-estimation de la taille des pores : Les pics du spectre T_2 migrent vers la gauche (temps courts), classant par erreur de grands pores mobiles en micropores.
- Surestimation de l'eau liée (BVI) : Le volume d'eau irréductible est surévalué au détriment des hydrocarbures mobiles.
- Atténuation de signal : Si le déphasage est plus rapide que le temps d'écho minimal (TE) de la sonde, le signal RMN peut être totalement masqué.

PARTIE II : QUANTIFICATION DE LA PERMÉABILITÉ ET STRATÉGIE ORBITALE PASSIVE

1. Modélisation de la Perméabilité Intrinsèque par RMN

La RMN calcule une perméabilité continue à partir de la distribution complète de la taille des pores via deux modèles de référence :

- Le modèle de Coates (Free Fluid Model) : Adapté aux grès et pores simples, fondé sur le ratio fluides mobiles/liés : $K_{\text{Coates}} = (\phi / C)^4 \cdot (\text{FFI} / \text{BVI})^2$
- Le modèle SDR (Schlumberger Doll Research) : Fondé sur la moyenne géométrique du spectre : $K_{\text{SDR}} = a \cdot \phi^4 \cdot (T_2, \log)^2$

Limites dans les structures complexes : Dans les carbonates hétérogènes (pores géants isolés ou 'vugs'), le fluide affiche un T_2 très long. Le modèle SDR calcule alors une perméabilité immense totalement erronée. L'interprétation moderne utilise donc des seuils de coupure variables (Variable T_2 cut-off) et des cartes RMN 2D (D- T_2 ou T_1 - T_2) pour isoler la connectivité réelle.

2. Télédétection Globale Orbitale (Sondage Passif RSS-NMR)

En observation passive à grande échelle, la combinaison de la recherche en profondeur et de la relaxation de l'hydrogène permet de marquer les gisements à distance (jusqu'à 7 km). Le calage en profondeur s'effectue par variation de la fréquence de Larmor ($\omega_0 = \gamma \cdot B_0$). Une fois l'impulsion coupée, la signature spectrale du signal radiofréquence de retour sert de descripteur physique direct :

- Méthodologie opérationnelle de « L'Étape Zéro » :
 1. Balayage Orbital Global : Cartographie passive par satellite d'une grande superficie sans aucune présence physique au sol.
 2. Filtrage des Anomalies : Élimination immédiate des zones à T_2 court (matrices denses ou argileuses sans intérêt).



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

Synthèse Technique Complète : Physique de la RMN et Exploration des Réservoirs

3. Marquage des Fluides : Isolation des signatures à T2 long (fluides mobiles) et caractérisation (pétrole via $T1/T2 \approx 1-2$; gaz via T1 long/T2 court par diffusion).

4. Focus Chirurgical (Sweet Spots) : Délimitation précise des zones cibles. Les campagnes de sismique lourde ou de forage sont ainsi concentrées exclusivement là où la présence et la mobilité des hydrocarbures sont confirmées.

Cette approche élimine le besoin d'acquisition sismique systématique à l'aveugle, réduit drastiquement les coûts, présente un impact environnemental nul (mode discret/invisible) et permet la réévaluation rapide des champs matures sans interruption de la production.