

Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

Principes théoriques fondamentaux et applications à la caractérisation des milieux poreux

1. Introduction aux temps de relaxation 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 NMR (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 T_1 (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 T_1 permet de créer le contraste anatomique. Il dépend des tissus : les tissus riches en eau (comme le LCR) ont un T_1 long, tandis que les tissus gras ont un T_1 court.
- Le temps de relaxation T_2 (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 T_2 est toujours beaucoup plus court que le T_1 . Il permet d'obtenir des images où les fluides apparaissent très brillants (comme les œdèmes ou le liquide céphalo-rachidien).

2. La distinction cruciale : T_2 versus T_2^* (Relaxation effective)

En pratique, l'aimantation transversale décroît beaucoup plus rapidement que le seul effet des interactions spin-spin (T_2). Ce phénomène global est mesuré par la constante de temps T_2^* .

$$1 / T_2^* = 1 / T_2 + 1 / T_{2,\text{inhomogène}}$$

2.1 définition

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.

Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

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 T_2 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. Application pétrolière et géologique : La NMR des milieux poreux

Dans l'exploration pétrolière et l'étude des carottes de forage, la mesure des temps de relaxation (particulièrement le T_2) ne sert pas à créer une image anatomique, mais à cartographier la porosité et la distribution de la taille des pores.

- Le mécanisme de relaxation de surface : Dans une roche réservoir, les protons des fluides (eau, pétrole, gaz) relaxent beaucoup plus vite lorsqu'ils entrent en contact avec la surface solide des pores. Le temps de relaxation transversal mesuré (T_2) devient alors un indicateur direct de la géométrie du milieu :

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

Où ρ_2 est la relaxivité de surface de la roche, S la surface du pore, et V son volume.

- Interprétation de la distribution des pores :
 - T_2 court (petits pores) : Correspond à l'eau liée par capillarité (argiles, pores microporeux). Ce fluide ne peut pas être extrait (non productible).
 - T_2 long (grands pores) : Correspond aux fluides libres et mobiles (eau déplaçable, pétrole léger, ou gaz dans la macroporosité). C'est la zone cible pour l'exploitation (sweet points).

4. Signature NMR synthétique des fluides de gisement



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

Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

Fluide	Temps T1	Temps T2	Rapport T1 / T2	Viscosité / Mobilité
Eau libre	Long (~ 2-3 s)	Long (~ 2-3 s)	≈ 1	Faible viscosité, très mobile
Eau liée (argiles)	Très court (< 10 ms)	Très court (< 10 ms)	≈ 1	Immobile (liée à la matrice)
Pétrole léger	Moyen à Long	Moyen à Long	≈ 1 à 2	Fluide, forte valeur commerciale
Pétrole lourd / Bitume	Court	Extrêmement court	Très élevé (> 10)	Très visqueux, relaxation rapide
Gaz naturel	Très Long (3-5 s)	Court (par diffusion)	Élevé	Très forte diffusivité

Note technique sur la Diffusion : En présence d'un gradient de champ magnétique, le déplacement thermique des molécules (diffusion) provoque un déphasage irréversible supplémentaire. Ce phénomène réduit considérablement le T2 du gaz et du pétrole léger, offrant un critère de discrimination infaillible pour identifier les hydrocarbures par rapport à l'eau de formation.

5. Mise en évidence des Réservoirs « oubliés » grâce à la RSS-NMR

La technologie **RSS- NMR** (qui combine l'imagerie par télédétection satellitaire *Remote Sensing Systems* ou *RSS* et la Résonance Magnétique Nucléaire) permet de mettre en évidence les **réservoirs oubliés** ou contournés (*by-passed reservoirs*) en cartographiant à distance la signature magnétique des atomes d'hydrogène contenus dans les fluides souterrains.

Cette approche s'affranchit des limites de la sismique traditionnelle et des diagraphies électriques classiques pour identifier des poches d'hydrocarbures non exploitées.

Voici concrètement comment cette méthode fonctionne :

1. La détection directe des fluides par résonance

Contrairement aux méthodes classiques (comme la résistivité) qui déduisent la présence de pétrole de manière indirecte, la **NMR cible directement les noyaux d'hydrogène** de l'eau, du gaz et du pétrole. En envoyant des ondes électromagnétiques résonantes spécifiques, la technologie **RSS- NMR** excite ces atomes à distance et mesure leur signal de réponse.

2. La différenciation de l'eau libre et de l'eau liée

Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

Dans les réservoirs dits "complexes" (comme les réservoirs à faible résistivité), les outils traditionnels confondent souvent le pétrole avec de l'eau salée conductrice ou de l'argile. La NMR résout ce problème grâce à l'analyse des temps de relaxation (T_1 et T_2) :

- **L'eau liée aux argiles** possède des pores très petits et se déphase très vite (temps T_2 extrêmement court).
- **Les hydrocarbures mobiles** (les réservoirs exploitables "oubliés") conservent leur signal plus longtemps.
Cette distinction permet de repérer des zones productives là où les anciennes analyses concluaient à des couches d'eau stériles.

3. L'indépendance vis-à-vis de la roche (Lithologie)

La NMR offre une **mesure de la porosité totale et efficace** totalement indépendante de la nature de la roche (qu'il s'agisse de grès, de carbonates ou d'argiles). En éliminant l'incertitude liée à la matrice rocheuse, la méthode RSS- NMR identifie précisément le volume exact de fluide mobile disponible dans les structures géologiques négligées.

4. Le balayage à distance par satellite (RSS)

L'intégration de la technologie satellite (RSS) permet de projeter et de capter ces variations résonnantes à grande échelle. Elle permet de délimiter avec précision les contours géométriques et la profondeur des anomalies d'hydrocarbures avant même le moindre forage, ce qui s'avère particulièrement rentable pour redynamiser des **champs matures** déjà exploités en y trouvant des poches résiduelles.

6. Un exemple concret de réservoirs à faible résistivité débloqués par cette technologie

Un exemple historique et emblématique de réservoir à faible résistivité débloqué par cette approche se trouve dans le **bassin de Berkine en Algérie**, notamment sur le complexe de champs de **Gassi Touil**, ainsi que dans les couches géologiques deltaïques du **Golfe du Mexique**.

Dans ces régions, des zones pétrolifères massives ont été initialement classées comme "stériles" (aquifères) par les compagnies pétrolières avant que la Résonance Magnétique Nucléaire (NMR) ne vienne corriger le tir.

Voici comment la situation s'est déroulée concrètement sur le terrain :

Le problème initial : Le piège de la glauconie et des micropores

- **Les données classiques** : Lors des premiers forages, les outils de diagraphie électrique mesuraient une résistivité extrêmement basse, s'effondrant souvent **sous la**



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

Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

barre des 1 à 2 Ohm.m. Selon les lois de la physique classique (comme la formule d'Archie), une telle conductivité signifiait que la roche était saturée à plus de 60 % ou 70 % d'eau salée. Les ingénieurs ont donc **abandonné ces zones**, pensant qu'elles ne produiraient que de l'eau.

- **La réalité géologique cachée :** La roche était en fait un sable très fin contenant de la *glauconie* (un minéral argileux conducteur) et une immense quantité de micropores. Ces micropores retenaient de l'eau par capillarité (eau liée), créant un réseau électrique conducteur en surface, mais **le cœur des pores plus grands était rempli d'huile mobile et exploitable.**

La solution par NMR : Révéler l'huile invisible

En appliquant la technologie NMR (puis son extension par balayage de surface RSS- NMR), les opérateurs ont analysé le **spectre de distribution T_2** des fluides.

Le signal a immédiatement révélé une signature à double dynamique :

1. Un pic T_2 très court (quelques millisecondes), confirmant que l'eau responsable de la faible résistivité était **immobile et piégée** dans les argiles.
2. Un pic T_2 long, prouvant de manière irréfutable la présence d'un **fluide hautement mobile et léger** (les hydrocarbures).

Le résultat concret

Grâce à cette mise en évidence, les zones ont été perforées. Contrairement aux prédictions des outils électriques traditionnels, les puits ont produit des **hydrocarbures totalement exempts d'eau** (*water-free production*). Dans le bassin de Berkine comme dans les "sables minces" du Golfe du Mexique, cela a permis de redéfinir les réserves de champs matures et de récupérer des millions de barils qui avaient été littéralement "oubliés" lors des premières vagues d'exploration.

Un autre exemple lié aux réservoirs carbonatés complexes (Moyen-Orient) ?

Au Moyen-Orient, où près de 80 % de la production de pétrole provient de structures sédimentaires carbonatées, le cas d'école le plus célèbre concerne la **formation de Shuaiba** (présente notamment aux Émirats arabes unis, à Oman et au Qatar). [\[1\]](#), [\[2\]](#)

Ce réservoir carbonaté, de type calcaire crayeux (*chalky limestone*) ou contenant de la pyrite, constitue le parfait exemple de **réservoir à faible résistivité (LRP - Low Resistivity Pay)** débloqué grâce aux avancées de la NMR. [\[1\]](#), [\[2\]](#)

Le piège géologique : La structure bimodale des carbonates

Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

Contrairement aux sables fins de Berkine, la complexité des carbonates du Moyen-Orient réside dans l'hétérogénéité extrême de leurs pores. La formation de Shuaiba présente un réseau poreux bimodal : [1]

- **Une matrice micro-poreuse très fine** : Créée par des processus de compaction et de diagenèse géologique (micritisation). Ces pores minuscules emprisonnent une quantité massive d'eau salée irréductible par capillarité. [1, 2]
- **Une macro-porosité interstitielle** : Des cavités ou fractures beaucoup plus grandes, capables d'accueillir et de laisser circuler de grandes quantités d'huile. [1]

L'échec des outils classiques :

L'eau hypersalée piégée dans la micro-porosité interconnectée offrait une autoroute électrique au courant des outils de diaggraphie traditionnels. La résistivité s'effondrait totalement (souvent sous la barre des **0,5 à 1 Ohm.m**). Pour les modèles mathématiques d'Archie, la saturation théorique en eau (S_w) approchait les 80 à 90 %, conduisant à classer ces zones comme de simples aquifères sans valeur commerciale. [1, 2]

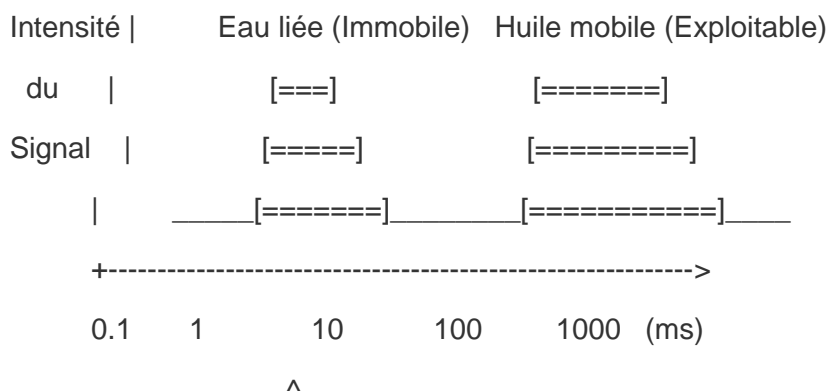
La solution par NMR : Cartographier la taille des pores

En introduisant la NMR (et plus tard le balayage géophysique à distance RSS- NMR pour évaluer l'extension de ces structures), les ingénieurs ont pu s'affranchir des propriétés électriques de l'eau saline. [1]

7. Un exemple concret de réservoirs à faible résistivité débloqués par cette technologie

La NMR mesure directement le signal d'hydrogène des fluides et le trie selon la taille des cavités où ils se trouvent :

Distribution du signal T_2 dans les carbonates de Shuaiba



Physique de la Résonance Magnétique : Temps de Relaxation de l'Hydrogène

Cut-off NMR Carbonates (Seuil de coupure à ~92 ms)

1. **Le premier pic (T_2 très court, < 92 ms)** : Il correspondait à l'eau immobile confinée dans les micropores de la craie. Cette eau est piégée et ne sortira jamais de la roche, elle ne gêne donc pas la production.
2. **Le second pic (T_2 long, > 100 ms)** : Il correspondait aux molécules d'hydrocarbures légers logées dans les macro-pores exploitables.

Le résultat

En identifiant que la quasi-totalité de l'eau était immobile (*Bound Water*), la NMR a prouvé que la saturation en eau libre et mobile était en réalité minime. Les puits forés et activés dans ces sections de Shuaiba ont produit du **pétrole propre à fort débit**, sans aucune trace d'eau.

Cette découverte a permis de réévaluer à la hausse les réserves de champs géants au Moyen-Orient et d'exploiter des couches entières de calcaire que l'on pensait condamnées par l'eau.
