

# CARACTÉRISATION DE STRUCTURES POREUSES PAR RELAXOMÉTRIE RMN

M. FLEURY

Institut français du pétrole<sup>1</sup>

Nous décrivons quelques aspects de la RMN en milieux poreux qui intéressent le pétrophysicien et le diagraphiste : une mesure utile pour la caractérisation de structures poreuses et pour la distribution de fluides dans le volume poreux. Les bases de l'interprétation des diagraphies RMN en termes de saturation découlent des considérations présentées. Notre analyse s'appuie essentiellement sur une analyse approfondie de la littérature (pétrolière en particulier) et sur des travaux récents effectués à l'Institut français du pétrole.

## CHARACTERIZING POROUS STRUCTURES USING NMR RELAXATION MEASUREMENTS

We describe some aspects of NMR in a porous medium that are of interest to both petrophysicists and log analysts, that is, measurements that are useful for characterizing porous structures and for determining the distribution of fluids in a porous volume. The principles for interpreting NMR saturation logs follow from these considerations. Our analysis is based essentially on a thorough study of the literature, with particular emphasis on petroleum, and on recent work carried out at the Institut français du pétrole.

## CARACTERIZACIÓN DE ESTRUCTURAS POROSAS POR RELAXOMETRÍA RMN

Se describen algunos aspectos de la RMN en medios porosos, interesantes para el especialista en petrofísica y en diagrafía, o sea, una medición útil para la caracterización de estructuras porosas y para la distribución de fluidos en el volumen poroso. Las bases de interpretación de las diagrafías RMN en términos de saturación se derivan de las consideraciones presentadas. Nuestro análisis se funda, básicamente, en un análisis profundo de la literatura (de la industria del petróleo, particularmente), así como en recientes trabajos efectuados en el Institut français du pétrole

(1) 1 et 4, avenue de Bois-Préau  
92852 Reuil-Malmaison Cedex - France

## INTRODUCTION

La relaxométrie par résonance magnétique nucléaire appliquée aux milieux poreux est un domaine récent en développement rapide. Les applications immédiates dans le secteur pétrolier sont situées actuellement dans le domaine des diagraphies mais aussi dans celui de la pétrophysique. S'il est vrai que les principes physiques sont connus depuis plus de trente ans, plusieurs facteurs ont contribué à la diffusion de cette technique dans l'industrie pétrolière : les progrès technologiques dans le domaine des outils de puits, les progrès des techniques mathématiques d'inversion et la prise de conscience de la communauté scientifique de l'information que peuvent apporter les mesures. Un atout majeur réside dans la dynamique de la mesure : plusieurs ordres de grandeur en termes de longueur peuvent être explorés dans un grand volume poreux, rendant cette technique tout à fait adaptée à la caractérisation de milieux poreux naturels. De plus, la mesure est sensible à des effets microscopiques (mouillabilité) qui influencent l'écoulement des fluides à plus grande échelle.

## 1 LA RELAXATION MAGNÉTIQUE NUCLÉAIRE DANS LES MILIEUX POREUX NATURELS

La relaxation magnétique nucléaire en milieux poreux est dominée par les effets de surface et c'est cette propriété physique qui est utilisée. La relation fondamentale est la suivante (pour un seul pore) :

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2b}} + \frac{1}{12} (TE\gamma G_B)^2 D \quad (1)$$

ou  $\rho_2$  est la relaxation de surface homogène à une vitesse (essentiellement une caractéristique de la surface),  $S$  est la surface et  $V$  le volume du pore considéré,  $T_{2b}$  est le temps de relaxation du fluide saturant l'espace poreux (de l'ordre de

quelques secondes),  $TE$  est le temps interécho de la séquence CPMG,  $G_B$  le gradient de champ statique,  $\gamma$  le rapport gyromagnétique du noyau considéré (proton) et  $D$  le coefficient de diffusion. Pour des raisons pratiques, on s'intéresse essentiellement aux temps de relaxation transversal  $T_2$  car les temps de mesure sont beaucoup plus courts par rapport à la relaxation longitudinale  $T_1$ .

Pour les milieux poreux naturels,  $\rho_2$  est de l'ordre de 1–30  $\mu\text{m/s}$ ; ainsi le terme  $S/V$  est souvent dominant, pour des pores suffisamment petits (jusqu'à environ 1 mm), devant les 2 autres termes de droite de l'équation (1). La relaxation de surface est élevée car on pense que les interactions surface/fluide sont dominées par des impuretés paramagnétiques (Kleinberg *et al.*, 1994) telles que le fer ou le manganèse présents en quantités variables dans les milieux poreux. Lorsque ces impuretés sont en trop grande quantité à la surface, comme c'est le cas dans certaines argiles, le terme de diffusion dans (1) n'est plus négligeable à cause de variations microscopiques du champ au niveau du pore (Stonard *et al.*, 1996). On doit donc se situer en général à faible champ magnétique (des fréquences certainement inférieures à 20 MHz) pour limiter les effets de diffusion liés aux gradients de champ locaux, bien que la séquence CPMG utilisée compense ces effets. Comme l'indique l'équation (1), le terme de diffusion sera négligeable si la mesure de  $T_2$  est indépendante du temps interécho  $TE$ .

La dépendance en  $S/V$  provient du fait que la longueur de diffusion moléculaire (pendant le temps de relaxation) est bien plus grande que la taille de pore, permettant ainsi un grand nombre de chocs des molécules avec la paroi poreuse (hypothèse de diffusion rapide).

Ceci se traduit par la relation :

$$\frac{\rho_2 r}{D} \ll 1 \quad (2)$$

où  $r$  est un rayon de pore,  $D$  le coefficient de diffusion moléculaire. D'après (2), les tailles de pores maximales mesurables sont de l'ordre de 1 mm.

## 2 CAS MONOPHASIQUE : LA DISTRIBUTION DE TAILLES DE PORES

En supposant que le terme de surface est dominant dans (1), on peut donc obtenir une distribution de tailles de pores en faisant certaines hypothèses sur la géométrie :

- pour un pore sphérique  $S/V = 3/r$ ,
- pour un pore cylindrique  $S/V = 2/r$ ,
- pour un pore « plan »  $S/V = 1/r$ .

Pour étalonner la mesure, il faut également déterminer  $\rho_2$ , ce qui revient à mesurer indépendamment la surface  $S$ . Ceci pose des problèmes car la surface « vue en RMN » n'est pas

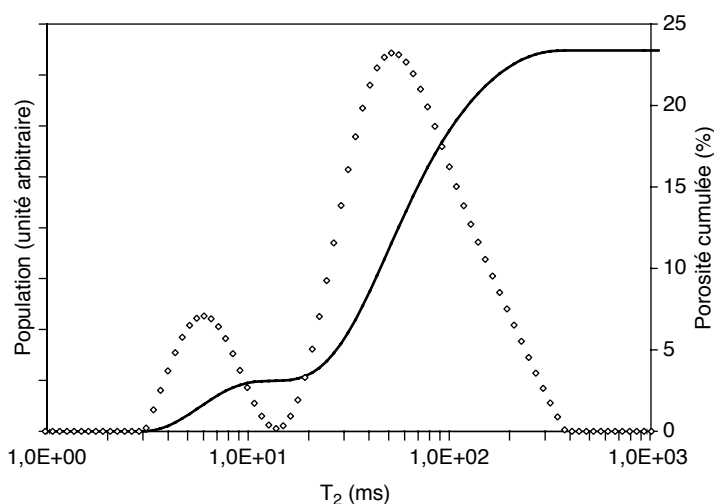


Figure 1

Exemple de caractérisation de structure pour un grès argileux. La signature de l'eau contenue dans les argiles se situe vers 6 ms tandis que la structure intergranulaire se situe autour de 50 ms (carré). En termes de porosité (trait plein), les argiles représentent 3 % dans ce cas (échelle de droite).

*An example of characterizing the structure of a clayey sandstone. The signature for water in the clay is near 6 ms, while the intergranular signature is around 50 ms (square). Clay porosity accounts for 3%, in this case (solid line, right hand scale).*

ou peu comparable à celle mesurée par d'autres techniques (BET, analyse d'image, etc). Ainsi, la mesure absolue de la taille de pore par RMN nécessite un étalonnage relativement difficile à effectuer.

En pratique, les milieux poreux possèdent des distributions de tailles de pore qui s'étendent sur plus d'une décade. Ainsi, les valeurs de  $T_2$  mesurées ont une extension analogue car les moments magnétiques se cumulent. De ce fait, la décroissance  $S(t)$  du moment magnétique mesurée à l'aide d'une séquence CPMG est fortement multiexponentielle. Pour avoir l'information sur la structure poreuse, il faut donc pouvoir décomposer le signal  $S(t)$  en une série d'exponentielles :

$$S(t) = \sum_1^n A_i \exp(-t/T_{2i}) \quad (3)$$

Cette transformation est essentielle à l'analyse des données et a fait l'objet de recherches approfondies que nous ne discutons pas ici (voir Brown, 1989 et l'article de D. Le Botlan dans ce numéro). La qualité de la décomposition dépend fortement du rapport signal/bruit et ceci constitue une difficulté pour les mesures effectuées dans les puits.

Si un seul fluide sature le milieu poreux considéré, on obtiendra donc une distribution de tailles de pores, à un facteur près (géométrie et valeur de  $\rho_2$ ). Il faut cependant faire l'hypothèse supplémentaire de non-interaction entre pores,

c'est-à-dire que la relaxation magnétique d'un spin ne sera influencée que par la surface du pore là où il se trouve au début de la séquence de mesure CPMG. Cette hypothèse ne pourrait poser des problèmes que dans le cas où les deux populations de tailles de pores sont très différentes (un facteur 10 au moins), par exemple, une argile en surface ou des structures complexes dans certains carbonates. On donne ici deux exemples de caractérisation de structure poreuse (mesures effectuées à l'IFP sur un appareil MARAN 2 fonctionnant à 2,2 MHz sur des échantillons de diamètre 4 cm et longueur 5 cm) (fig. 1 et 2).

### 3 CAS DIPHASIQUE : LA MESURE DE SATURATION ET DE LA MOUILLABILITÉ

Lorsque deux phases liquides (eau et huile) sont présentes dans le volume poreux, le temps de relaxation pour chaque phase dépendra de leur distribution dans le réseau poreux. Plus exactement, si la surface poreuse est mouillable à l'eau, l'huile ne subira pas l'influence de la surface en termes de relaxation magnétique. Il est donc possible d'obtenir un signal différent pour l'huile ( $T_2$  grand) et pour l'eau ( $T_2$  faible), avec un contraste relativement grand de l'ordre d'un facteur 5 à 10. Idéalement, la distribution obtenue est bimodale (fig. 3) et permet de déterminer les deux volumes

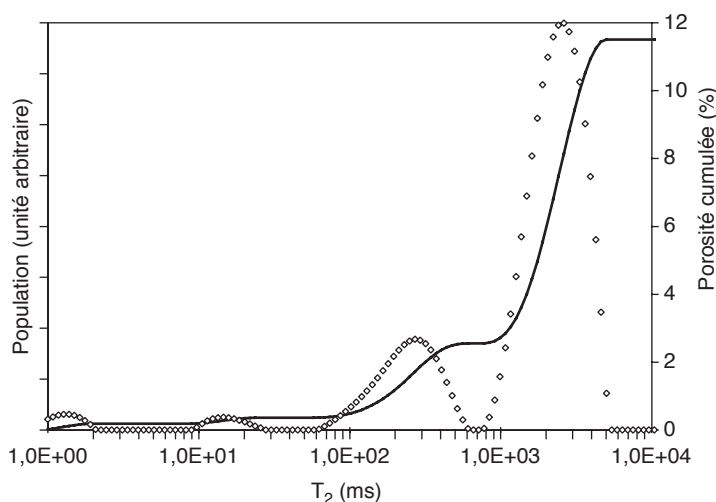


Figure 2

Exemple de caractérisation de structure pour un carbonate vacuolaire. On distingue deux populations (vers 250 ms et 2500 ms, losanges) qui sont interprétées comme signature de la matrice d'une part et des vacuoles d'autre part. Pour ces dernières, leur taille ne peut pas être estimée car le temps de relaxation est peu différent de l'eau hors milieu poreux. Le volume respectif occupé par les 2 populations peut être estimé sur la courbe de porosité cumulée (trait plein, échelle de droite).

*An example of characterizing the structure of a vesicular carbonate. There are two distinct populations (lozenges around 250 ms and 2500 ms) that are interpreted as being signatures for the matrix, on the one hand, and the vesicles, on the other. For the latter, their size could not be estimated, as the relaxation time is near that of water in a non-porous medium. The volumes occupied by the two populations can be estimated on the cumulative porosity curve (solid line, right hand scale).*

en place par sommation des amplitudes jusqu'à la valeur de seuil séparant les deux modes.

Les deux modes d'une distribution idéale eau/huile ne sont pas sensibles aux mêmes paramètres : le mode eau est sensible à une partie de la distribution de tailles de pores avec des mécanismes de relaxation liés à la surface, tandis que le mode huile est sensible à la nature du fluide (viscosité en particulier), à la température et à des mécanismes de relaxation propre au fluide lui-même. Il est ainsi possible de perdre le contraste eau/huile même en situation de mouillabilité franche à l'eau lorsque l'huile est très visqueuse ou lorsque la structure poreuse a une relaxation de surface  $\rho_2$  faible, comme dans le cas de carbonates. Dans le premier cas, la distribution des temps de relaxation s'élargit tout en diminuant, dans le second cas, les temps de relaxation augmentent.

Dans le cadre du laboratoire, la sensibilité de la mesure par rapport au contact fluide/surface pourrait être exploitée pour déterminer un indice de mouillabilité. La mouillabilité en général a une grande influence sur les propriétés pétrophysiques (pression capillaire, perméabilités relatives) et est difficile à mesurer. En pratique, on observe que les mouillabilités provoquées par la présence des hydrocarbures sont souvent de types mixtes ou intermédiaires. Ces comportements sont attribués à des distributions microscopiques complexes des fluides dans l'espace poreux où les deux fluides peuvent être en contact avec la paroi. En RMN, on verra globalement le mode eau se situer à des valeurs de  $T_2$  plus élevées et le mode huile se situer à des valeurs de  $T_2$  plus faibles (Howard,

1994). L'information disponible sur le contact fluides/surface pourrait être utilisée de la manière suivante (fig. 3) : on détermine tout d'abord le temps de relaxation des fluides hors milieu poreux et ces valeurs servent de référence ; puis on effectue une mesure de distribution de temps de relaxation en présence d'eau et d'huile et on détermine les différences de temps  $a$  et  $b$  par rapport au maximum des pics observés. On peut alors construire un indice IRMN qui traduit le degré de contact de la surface vis à vis de l'un ou l'autre fluide :

$$I_{RMN} = \frac{a - b}{a + b} \quad (4)$$

L'indice  $I_{RMN}$  vaut 1 quand  $b = 0$ , c'est-à-dire que la relaxation du fluide  $b$  n'est pas du tout influencée par la surface qui est ainsi d'une mouillabilité franche au fluide  $a$ . L'indice  $I_{RMN}$  vaut -1 lorsque la mouillabilité est franche au fluide  $b$ . Un tel indice serait donc indépendant de la structure poreuse et permettrait de comparer différents échantillons. En laboratoire, on suppose qu'il est possible d'isoler les modes eau et huile même s'ils sont confondus. Un tel indice suppose cependant que la relaxation de surface est constante quelle que soit la mouillabilité ; des expériences réalisées avec des milieux poreux identiques mais traités chimiquement avec du silane pour les rendre de mouillabilité franche à l'huile (Bobroff *et al.*, 1996) montrent que la relaxation de surface  $\rho_2$  diminue dans ce cas d'un facteur 3 (expériences sur grès de Fontainebleau avec et sans traitement).

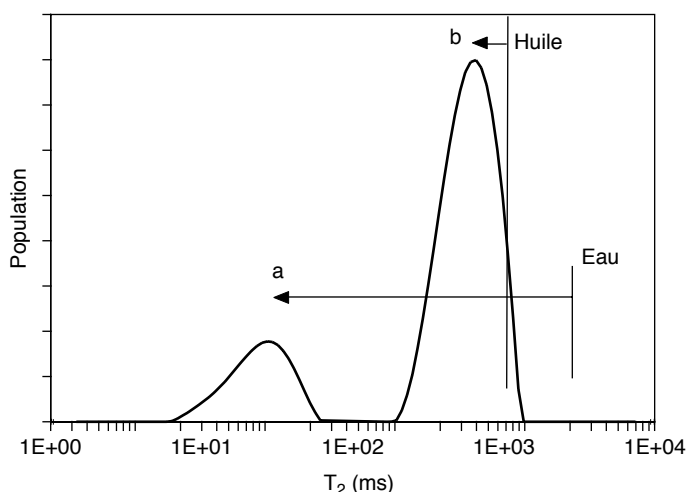


Figure 3

Une distribution bimodale idéale pour un milieu poreux saturé en eau et en huile. Le mode eau est à faible  $T_2$  (30 ms). Les traits eau et huile représentent les temps de relaxation de l'eau et de l'huile hors milieu poreux. Si le milieu poreux est mouillable à l'eau,  $b = 0$ .

*An ideal bimodal distribution for a porous medium saturated with both water and oil. The water mode has a weak  $T_2$  component (30 ms). The water and oil lines represent the relaxation times for water and oil in non-porous media. If the porous medium is water wettable,  $b = 0$ .*

#### 4 LES BASES DE L'INTERPRÉTATION EN DIAGRAPHIE

Les mesures en puits et en laboratoire sur carottes de taille standard extraites du même puits sont directement comparables car il n'y a pas de corrections d'environnement très importantes pour les diagraphies RMN. Cependant, la profondeur d'investigation de l'outil de puits étant limitée à quelques centimètres (1-12 cm suivant les outils), la mesure s'effectue toujours dans une zone envahie par la boue de forage, qui peut être à base d'huile ou à base d'eau. On se trouve donc en situation de saturation diphasique, avec une saturation soit maximale en huile (boue à l'huile), soit maximale en eau (boue à l'eau), les hydrocarbures en place avant forage étant déplacés. On dépend donc de conditions qui sont relativement mal maîtrisées ou connues et l'on mesure une distribution de temps de relaxation  $T_2$  qui est tronquée partiellement vers les valeurs élevées.

Dans ce contexte, un des objectifs des diagraphies RMN est de déterminer la saturation irréductible en eau, caractéristique pétrophysique très importante pour l'exploitation d'un gisement pétrolier. L'hypothèse essentielle formulée est que les faibles valeurs de la distribution ne dépendent pas de la saturation et permettent ainsi de déduire un volume d'eau piégé par la structure poreuse. En pratique, on somme les amplitudes jusqu'à une valeur de seuil, on obtient le volume d'eau irréductible, quantité de liquides non productibles et on déduit ainsi la quantité de fluide productible. Cependant, on ne saura pas en général si les fluides productibles contiennent seulement des hydrocarbures. Cette démarche revient ainsi à modéliser le milieu poreux comme un ensemble de tubes en parallèle et il est connu que de tels modèles sont très insuffisants ; pour les mesures électriques par exemple, il conduit à un exposant de saturation de  $-1$  indépendant de la structure poreuse, ce qui n'est jamais observé. Plusieurs auteurs (Coates *et al.*, 1997 ; Kleinberg *et al.*, 1997) essayent actuellement d'améliorer le modèle trop simple du tube en parallèle pour tenir compte de 2 aspects :

– l'eau irréductible se trouve également dans les grands pores ;

– la distribution de  $T_2$  mesurée à saturation irréductible n'est pas une partie de la distribution mesurée en saturation monophasique, c'est-à-dire que la distribution à faible  $T_2$  n'est pas constante. Ces modèles nécessitent des étalonnages en laboratoire.

#### REMERCIEMENTS

L'auteur remercie Sophie Godefroy pour sa précieuse collaboration.

#### RÉFÉRENCES

- Bobroff S., Guillot G., Rivière C., Cuiec L. et J.C. Roussel (1996) Quantitative porosity profiles and wettability contrast visualisation in sandstone by CPMG imaging. *Magnetic Resonance Imaging*, 7-8, 907-909
- Brown R.J.S. (1989) Information available and unavailable from multiexponential relaxation data. *Journal of Magnetic Resonance*, 82, 539-561.
- Coates G.R., D. Marshall D. Mardon et Galford J. (1997) A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance. *Paper QQ, Proceedings of the SPWLA 38th Annual Symposium*, Society of Professional Well Log Analysts.
- Howard J.J. (1994) Wettability and fluid saturations determined from NMR T1 distributions. *Magnetic Resonance Imaging*, 12, 197-200
- Kleinberg R.L., Kenyon W.E. et Mitra P.P. (1994) Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock. *Journal of Magnetic Resonance, Series A*, V. 108, 2, 206-214.
- Kleinberg R.L. et A. Boyd (1997) Tapered cutoffs for magnetic resonance bound water volume. *Paper SPE 38737, Society of Petroleum Engineers, Annual Technical Conference*, San Antonio.
- Stonard S.W., La Torraca G.A. et Dunn K.K.J. (1996) Effects of magnetic susceptibility contrasts on oil and water saturation determinations by NMR T2 laboratory and well log measurements. *Paper SCA 9619, Proceedings of the Society of Core Analysts Annual Symposium*.

*Manuscrit définitif reçu en mai 1998*