

## Mesures des saturations en eau et en huile dans les schistes pétroliers par relaxation RMN à deux dimensions

Jean-Pierre Korb<sup>a</sup> et Benjamin Nicot<sup>b</sup>

<sup>a</sup>Physique de la Matière Condensée, Ecole Polytechnique-Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), 91128 Palaiseau

<sup>b</sup>Centre Scientifique et Technique Jean Feger (CSTJF), TOTAL EP, 64018 Pau

Les schistes pétroliers sont des roches sédimentaires comprenant des structures microporeuses minérale (argile) et organique (kérogène) fortement imbriquées à toutes les échelles. Il est donc très difficile mesurer les saturations de liquides (eau et huile) et de gaz (méthane) confinés dans ces deux structures. Les mesures existantes dans l'industrie pétrolière étant longues, dangereuses et destructives ; il est donc nécessaire de proposer des mesures non-invasives pour estimer *in situ* ces saturations. Contrairement aux réservoirs traditionnels fait de carbonates et de grès, le contraste entre l'eau et l'huile dans les schistes n'est pas basé sur des mesures de diffusion mais sur des différences dans les valeurs des observables de relaxation longitudinale ( $T_1$ ) et transverse ( $T_2$ ) en présence de fort confinement géométrique. Nous avons donc proposé en collaboration avec TOTAL EP une technique non invasive de relaxation magnétique nucléaire à deux dimensions (corrélations  $T_1$ - $T_2$ ) pour quantifier *in situ* les quantités d'huile et d'eau confinées dans la microstructure complexe des schistes pétroliers (Figure 1a). Différents tests d'imbibition (eau/huile) ont permis d'identifier sans ambiguïté les pics de l'eau (Figure 1b) et de l'huile (Figure 1c) sur les spectres de corrélation  $T_1$ - $T_2$  des schistes provenant des puits.

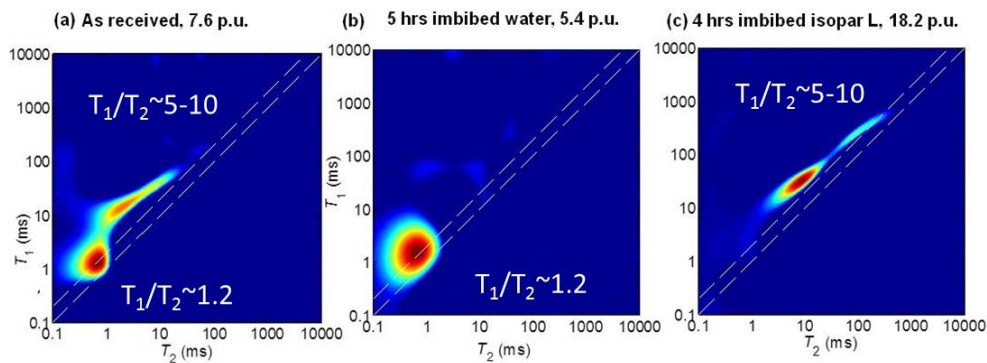


Figure 1 : Spectres de corrélation  $T_1$ - $T_2$  de l'eau et de l'huile confinées dans les structures microporeuses minérales (argiles) et organique (kérogène). (a) Situation initiale des schistes provenant du puits. Situation obtenues après imbibition à l'eau (b) et à l'huile légère (c).

Des mesures complémentaires réalisées sur le relaxomètre de notre laboratoire PMC ont permis de caractériser les dynamiques respectives de ces deux fluides confinés (Figure 2). L'interprétation théorique des profils de dispersion des vitesses de relaxation longitudinale  $R_1=1/T_1$  avec la fréquence a mis en évidence une diffusion quasi-1D de l'huile dans les nanopores fortement branchés du kérogène et une diffusion 2D de l'eau dans les micropores de l'argile minérale<sup>1</sup>. Cette interprétation a finalement pu expliquer les valeurs élevées de  $T_1/T_2$  pour l'huile et les faibles valeurs  $T_1/T_2 \sim 1.2$  pour l'eau (Figure 1a) en termes d'un confinement plus fort de l'huile dans le kérogène que celui de l'eau dans l'argile.

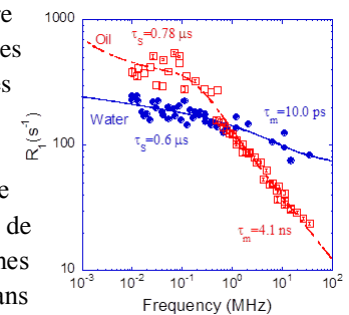


Figure 2

1. J.-P. Korb, B. Nicot, A. Louis-Joseph, S. Bubicic, G. Ferrante, Dynamics and wettability of oil and water in oil shales, J. Phys. Chem. C 118, 23212 (2014).