



Leader en exploration pétrolière au Québec



Résumé de la présentation «Utica Shale Congress»

Du 30 avril au 1^{er} mai 2013 dernier, a eu lieu le congrès sur le Shale d'Utica à Columbus en Ohio. Le *Utica Shale Congress* en est à sa deuxième édition. Des représentants de plusieurs grandes compagnies américaines étaient présents, incluant la compagnie Chesapeake, ainsi que trois compagnies québécoises : Pétrolia, Gastem et Junex. M. Bernard Granger, chef géologue chez Pétrolia, a fait une présentation sur la Formation de Macasty de l'île d'Anticosti qui est un équivalent en âge et en composition à la Formation d'Utica.

La présentation de M. Granger portait sur l'estimation de la porosité du kérogène qui est contenu dans la Formation de Macasty. Le kérogène est la matière organique qui se transforme en hydrocarbures. La porosité, quant à elle, est un paramètre important dans la recherche de réservoir pétrolier.

La plupart du temps, la porosité est mesurée en laboratoire. Il existe une autre façon de quantifier la porosité, soit la méthode qui a été décrite par Passey et al. en 1990 dans le *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. Le calcul de la porosité du kérogène se fait en trois étapes.

La première étape consiste à calculer le COT (carbone organique total) à partir de la méthode de Passey qui est appelée $\Delta\log R$. C'est un paramètre qui est normalement mesuré par un appareil de chauffe (Rock Eval). Lorsque la valeur mesurée de COT est supérieure à 1 %, la roche est alors appelée roche mère (roche dans laquelle des hydrocarbures ont été produits). En ce qui concerne la méthode du $\Delta\log R$, elle consiste en un chevauchement entre les courbes des diagraphies du Sonic et de la Résistivité. Les COT obtenus sont ensuite comparés à ceux qui ont été mesurés par Rock Eval. La deuxième étape est de calculer le TOC initial. Au fur et à mesure que le kérogène se transforme, le carbone contenu dans les kérogènes diminue : il est transféré dans les hydrocarbures produits. Par conséquent, le COT initial est plus élevé que le COT que l'on mesure. Finalement, la dernière étape consiste à estimer la porosité du kérogène à partir du COT initial. Plusieurs équations sont donc nécessaires pour arriver à l'estimation de la porosité.

