

COMMUNIQUE DE PRESSE

Pourquoi trouve-t-on encore du pétrole à plus de 4000 mètres de profondeur ?

La découverte d'une jeune chercheuse nancéienne



Lucille NEVEUX

GeoRessources
Université de Lorraine
Rue Jacques Callot
Faculté des sciences et technologies
Campus Aiguillettes
Vandœuvre-lès-Nancy

www.georessources.univ-lorraine.fr

Contact Presse :
veronique.ernest@univ-lorraine.fr
06 82 29 53 00

C'est la question à laquelle les chercheurs du laboratoire de recherche GEORESSOURCES (CNRS, Université de Lorraine, CREGU) et de Total ont tenté de répondre par une approche expérimentale, publiée dans la revue *Journal of Geophysical Research - Solid Earth*.

Lucille NEVEUX est une jeune chercheuse de 29 ans du laboratoire GeoRessources qui s'intéresse aux gisements de pétrole. En étroite collaboration avec TOTAL qui avait besoin d'une étude sur l'évolution des roches en fonction du temps et de la profondeur, elle vient de présenter une thèse sur la diagénèse des carbonates qui permet de comprendre les comportements des réservoirs pétroliers. Quand on sait que 70 % des réservoirs de pétrole du Moyen-Orient sont situés dans des roches carbonatées, quand on sait qu'il faut maintenant descendre à 4000 mètres de profondeur pour trouver du pétrole, on comprend l'intérêt de savoir quelles conditions favorisent un gisement de pétrole pour envisager son exploration et son exploitation.

Lucille Neveux avec l'équipe de chercheurs de GeoRessources a créé un nouvel équipement expérimental permettant de simuler le comportement des roches sédimentaires poreuses.

La publication est en ligne sur :
<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2013JB010516/abstract>

Voir le résumé ci-dessous

Contacts

Lucille NEVEUX : lucille.neveux@univ-lorraine.fr
Dragan GRGIC : dragan.grgic@univ-lorraine.fr

Pourquoi existe-t-il des réservoirs pétroliers à grande profondeur alors que les lois d'enfouissement prédisent une réduction drastique de la porosité ?

L'abondance des hydrocarbures dans des réservoirs dits classiques diminue rapidement alors que la demande d'énergie ne cesse d'augmenter. L'extraction de pétrole et de gaz s'effectue à des profondeurs de plus en plus grandes, alors que la porosité des roches décroît fortement. Il existe cependant des réservoirs de haute qualité dans des roches très enfouies à plus de 4000 m de profondeur. Leurs principales propriétés sont une porosité et une perméabilité étonnamment élevées. Ce qui soulève un paradoxe car les modèles classiques de l'évolution des roches au cours de l'enfouissement montrent une diminution de la porosité et de la perméabilité avec la profondeur et prédisent donc une absence de réservoirs d'intérêt économique en dessous de 4000 m.

L'équipe a créé un nouvel équipement expérimental lui permettant de simuler le comportement de roches sédimentaires poreuses (exemple d'une roche carbonatée à grain fin) soumises à l'enfouissement (fortes contraintes mécaniques et température) et à des percolations de fluides aqueux sous haute pression. Il s'agissait d'établir des lois physiques et chimiques et de comprendre l'effet de la contrainte de la colonne de roche sur l'évolution de la porosité et de la perméabilité. Par l'expérience, on montre que la perméabilité ne varie pas quel que soit le contexte étudié et que la porosité accessible reste inchangée. Par contre les pores les plus petits sont colmatés. Les auteurs concluent au fluage des grains par pression-dissolution (PSC – Pression Solution Creep). L'intensité de ce fluage est contrôlée par la contrainte mécanique, la pression de fluide et la chimie du fluide. Ces expériences ont montré que la solubilité de la calcite soumise à de telles contraintes est 100 fois supérieure à celle prévue par les codes de calcul thermodynamiques.

Les chercheurs ont constaté de très faibles raccourcissements de l'éprouvette de roche, de 0,10% en statique, de 0,20% lors de la percolation d'eau météorique, et de 0,03% lors de la percolation d'eau météorique dopée en phosphates. Les eaux en sortie sont enrichies en Ca^{2+} et appauvries en Mg^{2+} après percolation. Le calcium provient de la dissolution de la calcite. Le magnésium de l'eau injectée dans la roche est fixé dans des précipités de calcite magnésienne qui bouchent l'accès aux plus petits pores. Aucune évolution n'est constatée en présence de phosphates. Les phosphates s'adsorbent en monocouche sur la surface des calcites et inhibent le phénomène de pression-dissolution.

La réduction de porosité observée (fermeture des petits pores) résulte d'un processus mécanique, lequel est partiellement compensé par une réaction chimique (dissolution et dépôt de calcite). La nature et composition chimique des fluides qui circulent contrôlent donc cette compensation. Cela implique que la modélisation, et surtout la prédiction des qualités d'un réservoir pétrolier profond, doivent tenir compte de ces comportements. Cela ouvre également la voie à la compréhension des réservoirs profonds, donc à leur exploration et exploitation future. Surtout, ces résultats démontrent que l'effet de la contrainte mécanique et de la pression modifie considérablement les modèles de stabilité des carbonates en grande profondeur qui devront être révisés au regard de cette approche expérimentale qui couple chimie et mécanique.

Ces expériences permettent de comprendre les comportements des réservoirs pétroliers profonds et peuvent être appliqués à la diagenèse carbonatée. En particulier, la compréhension des qualités d'un réservoir profond permet de mieux envisager l'exploration et leur exploitation future.

Source(s):

Experimental simulation of chemomechanical processes during deep burial diagenesis of carbonate rocks, NEVEUX, L., D. GRIGIC, C. CARPENTIER, J. PIRONON, L. TRUCHE, J. P. GIRARD (2014), *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 119, doi:10.1002/2013JB010516.

<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2013JB010516/abstract>