

273 P NP DM148.2

Développement durable de l'industrie des gaz
de schiste au Québec

6212-09-001

30 novembre 2010

**Réponses de l'Association pétrolière et gazière du Québec aux questions posées par la
Commission**

*Réponse à la question posée lors de la présentation du mémoire de l'Association le
16 novembre 2010*

Question : Pourquoi l'eau injectée durant la fracturation n'est pas récupérée à 100 % ? Qu'advient-il de l'eau qui reste dans le réservoir ?

Réponse :

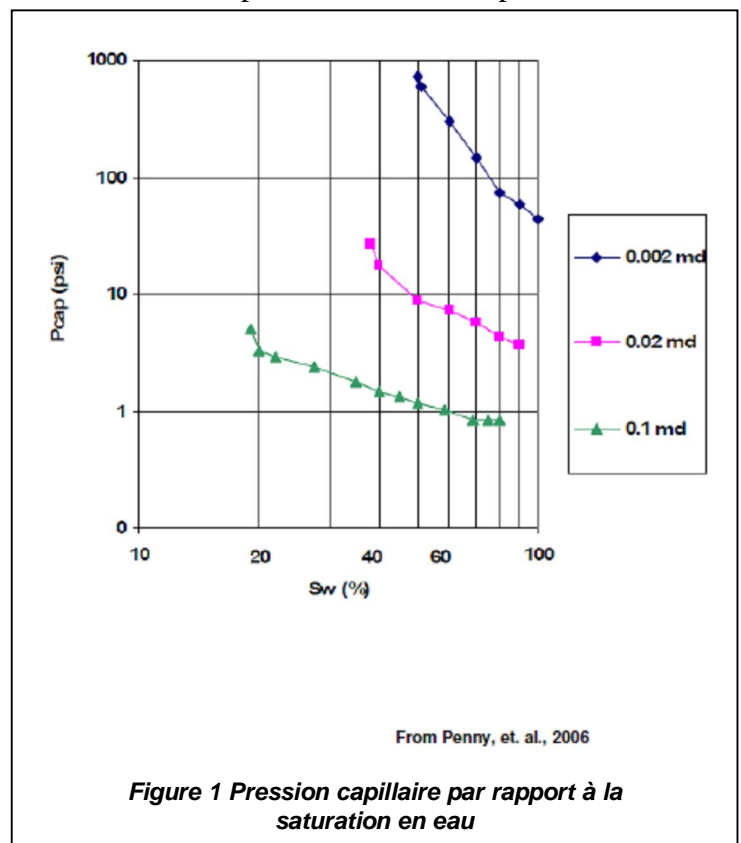
Les ratios de reflux des fluides de fracturation diffèrent d'un shale à l'autre en fonction de la minéralogie, de la pression et de la saturation en eau des réservoirs. Par exemple, le shale de Barnett récupère jusqu'à 40 % des fluides de fracturation. Par contre, le shale de Marcellus en récupère aussi peu que 4 % à 10 % tandis que les deux puits horizontaux forés dans le shale de l'Utica au Québec récupèrent de 45 % à 50 % des fluides de fracturation.

Outre le mécanisme de pression (après la période de reflux, la pression exercée dans le réservoir diminue et permet au gaz de circuler, lequel empêche ensuite l'eau de pénétrer dans le puits), d'autres mécanismes ont une incidence sur l'eau de reflux, notamment les imbibitions, la pression capillaire, la ségrégation par gravité, la perméabilité relative et la conductivité des fractures sensibles aux tensions.

La faible saturation en eau connée des shales gazéifères a une incidence sur l'écoulement des fluides en empêchant la production d'eau et en créant une puissante succion capillaire d'eau, qui diminue le reflux d'eau de fracturation injectée. La saturation de la plupart des shales gazéifères est inférieure à la saturation en eau connée irréductible, qui est sensiblement inférieure à la saturation en eau résiduaire créée par la pression capillaire de l'imbibition à la même température. Le refroidissement par boue de forage et fluides de fracturation peut augmenter la saturation en eau résiduaire autour des zones stimulées et faire augmenter la succion créée par l'imbibition. Par conséquent, une grande quantité d'eau peut être imbibée dans un shale par succion capillaire et retenue en tant qu'eau résiduaire, qui ne recirculera pas durant la production.

La dynamique des phases aqueuses à l'intérieur des fractures hydrauliques nouvellement créées et des fractures naturelles réactivées a également une incidence importante sur la récupération d'eau.

Pression capillaire : lorsque l'eau traitée avec une très faible quantité de polymère (afin de réduire la friction) injectée durant une fracturation entre en contact avec la matrice par une surface de rupture, les mécanismes d'imbibition des phases aqueuses commencent à jouer un rôle important dans le rendement de production d'un réservoir-puits. Plus la perméabilité du réservoir est faible, plus la pression capillaire est élevée (figure 1).



Dans la figure 2, le seuil de pression capillaire (pression nécessaire pour surmonter la force capillaire et initier la circulation) est indiqué pour trois ordres de magnitude distincts. Le diamètre d'une molécule d'eau est légèrement plus petit que le diamètre d'une molécule de méthane (4.3 Å), mais la taille des deux molécules est relativement similaire. De plus, le méthane est moins visqueux que l'eau de sorte qu'il peut y avoir pénétration et digitation de gaz dans l'eau durant la récupération.

Il y a lieu de préciser que la pression capillaire augmente à mesure que la charge initiale est récupérée et que la saturation en eau dans les pores (ou les micro fractures) diminue. La pression capillaire augmente brusquement dans les pores plus petits (et les fracturations plus petites) Les effets des forces capillaires seront moindres pour les fractures que pour les pores, mais constitueront néanmoins un facteur limitant la récupération d'eau dans un écoulement hautement fracturé.

Plusieurs publications portent sur ce sujet, dont l'étude réalisée par l'université de la Virginie-Occidentale, SPE 127863, disponible aux centres de documentation du BAPE ainsi qu'à l'adresse :

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-127863-MS&soc=SPE>

