

Une ressource gazière supplémentaire : les hydrates de méthane



Paul QUARRÉ de BOIRY (E07)

Gestion de projet

Aperçu des principales catégories de ressources pétrolières

Un premier classement distingue les hydrocarbures conventionnels des non conventionnels.

Les hydrocarbures conventionnels représentent en réalité un cas bien particulier dans les réserves en hydrocarbures stockés géologiquement.

Pour obtenir une réserve en hydrocarbure «conventionnel», il faut d'abord avoir initialement une roche mère riche en matière organique (matière provenant d'organismes vivants), et qu'au cours du mouvement des roche, la roche mère soit descendue suffisamment bas (entre 4 à 5 mille mètres de profondeur), pour pouvoir, grâce aux condition de températures et de pression, générer du pétrole et du gaz. De part leur densité légère, ces hydrocarbures vont chercher à remonter en surface.

Il faudra ensuite qu'il y ait, sur le chemin de ces hydrocarbures, un réservoir susceptible de l'accueillir. Ce réservoir se constitue donc d'une roche poreuse pouvant contenir ces hydrocarbures et coiffée d'une couche imperméable en forme de cloche, évitant ainsi que les hydrocarbures remontent à la surface et se dégradent.

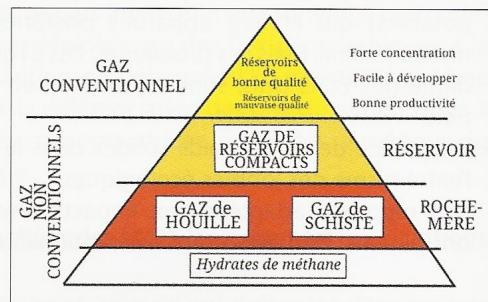
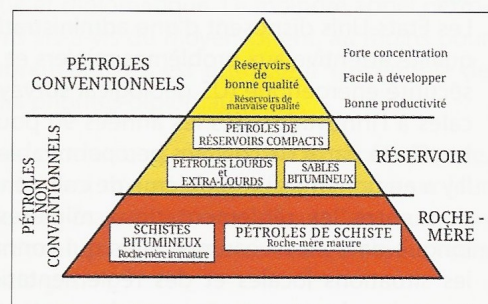
Dans tous les autres cas, on parlera d'hydrocarbures non-conventionnels.

On peut voir ci-contre un schéma récapitulatif des différentes ressources en hydrocarbures (extrait d'un rapport sur les hydrocarbures de roche mère publié par R. Vially G. Maisonnier et T. Rouaud de l'IFP en 2013).

Paul Quarré de BOIRY (E07)

Paul de Boiry est un ingénieur d'études junior dans le domaine de l'énergie et de l'oil and gas, spécialisé dans l'étude, le dimensionnement et l'optimisation des procédés. Passionné par le domaine de l'énergie, il intègre les Mines de Saint-Étienne où il choisit l'option «Procédés et Energies» et débute sa carrière professionnelle dans l'étude d'une ressource en gaz non-conventionnel, les hydrates de méthane pour ConocoPhillips.

Si les hydrocarbures conventionnels sont assez concentrés sur le globe parce que les pièges susceptibles de les accueillir le sont, les hydrocarbures non-conventionnels, et principalement les hydrocarbures de roche mère



sont répartis de manière beaucoup plus homogène, et représentent des potentiels de production supérieurs à ceux des hydrocarbures conventionnels. Le principal frein à l'exploitation de ces gisements était leur coût, mais le cours élevé du baril rend l'exploitation de tels gisements rentable. La répartition géographique de ces gisements peut également avoir un impact géopolitique, puisque les gros producteurs d'hydrocarbures conventionnels ne sont maintenant plus les seuls sur le marché.

Les hydrocarbures de réservoirs compacts, également appelés «tight oil» ou «tight gas» selon le cas, sont des ressources non conventionnelles, mais assez proches des ressources conventionnelles. La limite n'est d'ailleurs pas clairement définie, et évolue dans le temps en fonction des avancées technologiques. La différence réside principalement dans la perméabilité des réservoirs, trop faible pour pouvoir exploiter ces gisements de manière traditionnelle. On est alors obligé d'augmenter le nombre de puits, voire d'utiliser la fracturation hydraulique.

Les huiles lourdes et extra-lourdes sont également proches des ressources conventionnelles, mais la viscosité des huiles est trop importante pour pouvoir exploiter les gisements de manière classique. On a alors recours à des méthodes similaires à celles employées pour les sables bitumineux (méthode *in situ*).

Les sables bitumineux, comme leur nom l'indique, sont un mélange de sable et de bitume (pour 7 à 12%), mais aussi

d'argile et d'eau. L'origine de ce bitume est encore discutée, mais il viendrait probablement du pétrole brut qui aurait subi différentes altérations (biodégradation, maturation thermique, évaporation et déparaffinage encore appelé «water washing»). Il ne reste alors que des composés lourds du pétrole.

Au niveau des ressources, elles sont principalement localisées en deux endroits de la planète : au Canada (au nord de l'Alberta) et au Venezuela. Même si les estimations sur les capacités de ces ressources sont gigantesques, seulement 10 % environ de ces réserves sont exploitables de manière rentable (soit 350 milliards de barils).

Pour obtenir un pétrole de synthèse commercialisable à partir des sables bitumineux, deux étapes sont nécessaires, l'extraction du bitume (par méthode de mine à ciel ouvert ou *in situ* en profondeur) puis la transformation de celui-ci (raffinage par Upgrader).

Malgré leur coût de production élevé (36\$ le baril après transformation), l'exploitation de cette ressource est rentable de par le cours élevé du brut, et intéresse certains pays pour limiter leur dépendance énergétique envers les gros producteurs traditionnels tels que la Russie. L'Union Européenne a d'ailleurs renoncé à classer le pétrole provenant des sables bitumineux comme «sale» pour faciliter leur importation. Néanmoins, à cause de la baisse du prix du pétrole, cette activité est en perte de vitesse ; Shell, Total et Statoil ont d'ailleurs reporté des projets d'extraction de sable bitumineux.

Notons que l'extraction minière à ciel ouvert pose des problèmes environnementaux à cause notamment des émissions de gaz à effet de serre.

Le gaz de schistes et sa variante liquide les schistes bitumineux et les pétroles de schistes sont des formes gazeuses et liquides des hydrocarbures de roche mère que l'on exploite dans les niveaux sédimentaires riches en matières organiques par puits horizontaux et stimulation par fracturation hydraulique : ces hydrocarbures sont décrits ailleurs dans ce dossier. Les gaz de houille sont une autre catégorie d'hydrocarbures non conventionnels dont la ressource provient des gisements de charbon que l'on renonce à exploiter et dont on active la désorption du méthane contenu grâce à des puits qui évacuent l'eau contenue avant de récupérer le méthane (grisou du charbon).

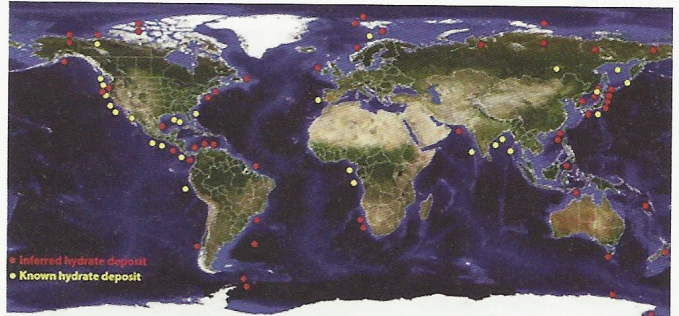
Les hydrates de méthanes sont une catégorie complètement différente d'hydrocarbures.

Les hydrates de méthane

Sous ce nom étrange et encore peu connu se cache une ressource en gaz non conventionnelle dont le potentiel est énorme. Elle représente également une menace climatique en étant des réserves de gaz à effet de serre qui pourraient s'échapper dans l'atmosphère dans le cas où le réchauffement climatique serait trop important. Dans certains endroits du globe, il arrive d'ailleurs que du méthane s'échappe de ces réserves à cause de mouvement de terrain. C'est ce qui expliquerait les différents mystères que l'on ren-

contre au niveau du triangle des Bermudes.

Physiquement les hydrates de méthane sont un composé solide ressemblant à de la glace ; on la surnomme d'ailleurs «la glace qui brûle». Au niveau moléculaire, ce sont les molécules d'eau qui forment une cage dans laquelle est piégée une molécule de méthane.



On trouve des gisements d'hydrates de méthane dans les sédiments au fond des océans entre 1 200 et 1 500 mètres sous le niveau de la mer, et dans les pergélisols. La figure ci-dessus présente une carte des gisements d'hydrates de méthane (extrait de Hester and Brewer, 2009). On estime que les réserves en gaz sous forme d'hydrates sont au moins 10 fois supérieures au gaz conventionnel (entre 3 à 5x10¹⁵m³).

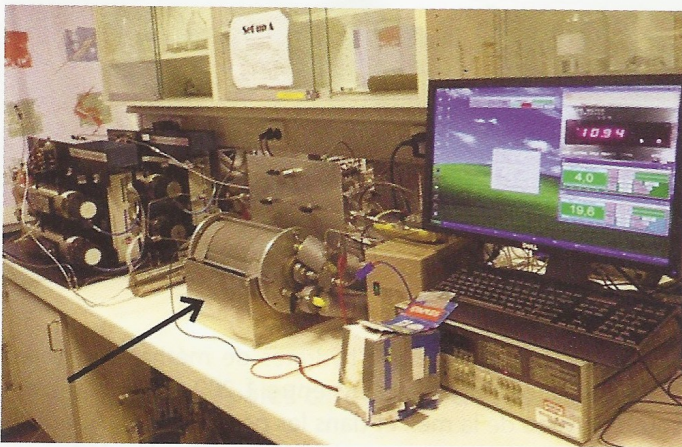
Historiquement, c'est à Messoyakha en Sibérie que pour la première fois on a exploité les hydrates de méthane, mais sans le savoir. Il y avait à Messoyakha un gisement de gaz naturel présent sous une couche d'hydrates de méthane. Après la mise en exploitation de ce gisement de gaz naturel, la pression était plus élevée que celle attendue puisque les hydrates de méthane se dissociaient au fur et à mesure que le méthane était extrait. On s'est interrogé sur le phénomène, on a découvert la présence des hydrates de méthane, et c'est à partir de ce moment-là (début des années 1980) que l'on s'y est intéressé comme ressources en gaz non conventionnel.

On s'est alors intéressé à différentes méthodes d'extraction du méthane de ces gisements afin d'en trouver une rentable et sans risque pour l'environnement. Étant donné que les hydrates de méthane sont un composé solide, on est obligé d'extraire le méthane *in situ*. Pour cela il y a deux solutions. Soit on dissocie les hydrates en modifiant les conditions de stabilité de ceux-ci en agissant sur la pression (comme c'est le cas à Messoyakha), la température, ou encore en injectant un inhibiteur tel que le méthanol, ou des saumures. Une deuxième solution est de substituer le méthane à l'intérieur des hydrates par un autre gaz, et principalement le CO₂. Cette méthode a plusieurs avantages. Tout d'abord de faire du stockage de CO₂ en même temps qu'on récupère le méthane. Ensuite on conserve des hydrates, et donc les propriétés physiques de la roche sont conservées. Enfin on «stabilise» les hydrates puisque les hydrates de CO₂ sont plus stables que les hydrates de méthane et donc il faut un réchauffement plus important pour les libérer.

C'est sur cette dernière méthode que j'ai travaillé à l'université de Bergen en Norvège pour ConocoPhillips. Je recréais les

Dossier LE GAZ DE SCHISTES : OÙ EN EST-ON ?

hydrates de méthane grâce à des installations pilotes permettant d'avoir les conditions de température et de pression nécessaires à leur formation, pour ensuite rechercher la méthode optimale d'extraction par injection de CO₂. L'objectif était de tester différents additifs que j'injectais en faible quantité juste avant d'injecter le CO₂, permettant d'accroître le taux de récupération de méthane présent dans les hydrates.



Sur la photo ci-dessus, on voit l'installation générale avec au centre l'endroit où l'on recrée les hydrates. On y place un bloc de grès qui est confiné de manière à pouvoir lui imposer les conditions thermodynamiques souhaitées grâce à une

pompe située à gauche, et à un système de refroidissement (non visible sur la photo).

Excepté le cas particulier de Messoyakha, il n'y a pas encore de gisements d'hydrates de méthane exploités commercialement. Néanmoins, des tests de production en situation réelles ont été faits sur deux sites : en Alaska où l'on a testé avec succès la méthode d'injection de CO₂. L'autre test a été réalisé au Japon, et pour la première fois sur un gisement offshore en utilisant la méthode par dépressurisation.

Comme pour toutes nouvelles formes d'énergies, le coût de lancement est élevé (entre 30 à 50\$ par MMBTu) mais l'IEA estime qu'une fois qu'on aura acquis une certaine expérience, le coût se réduirait entre 4,7 et 8,6\$ par MMBTu. Le Japon prévoit de lancer la production d'ici 2018-2019.

Conclusion

Dans ce rapide aperçu, on a pu voir la diversité des ressources non-conventionnelles d'hydrocarbures qui représentent de forts potentiels pour l'avenir, et dont certaines sont déjà en exploitation. L'exploitation dans le respect des conditions économiques et environnementales de telles ressources si différentes de celles habituellement exploitées suppose la résolution de nouveaux défis technologiques. ■