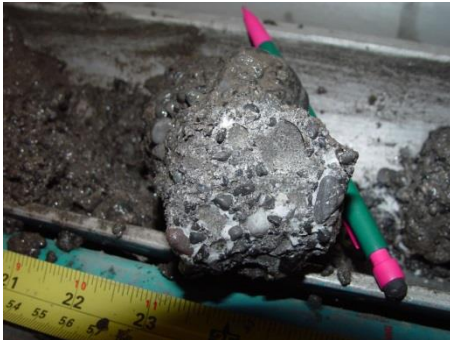


Les Hydrates de Méthane : définition – stabilité – exploitation – ressources de gaz et problématiques associées

Les hydrates de méthane sont des solides résultant du piégeage de molécules de gaz dans un réseau de molécules d'eau (sous forme de glace) disposées en cage d'où le nom de clathrates, donné également aux hydrates. Ils se forment quand du méthane, d'origine biogénique ou thermogénique, sature un volume d'eau dans des conditions de température basse et de pression élevée. Connus comme des curiosités au XIXe siècle, leur études s'accéléra quand ils furent identifiés comme des causes d'obturation de conduites de gaz dans les années trente puis rencontrés dans le sous-sol par des forages dans des zones de pergélisol dans les années 60-70. En parallèle, des campagnes sismiques marines mirent en évidence dans les sédiments de certaines marges continentales des réflecteurs parallèles au fond marin, d'où leur nom de Bottom Simulating Reflector ou BSR, marquant la base de la zone de stabilité des hydrates de gaz, interprétés comme des indicateurs de leur présence.



Echantillon (Malik well) et combustion d'hydrates de gaz – Energy Multimedia Gallery USGS

Stabilité des hydrates

La problématique d'obturation des conduites de gaz, les interrogations sur le rôle qu'auraient pu jouer la formation ou la dissociation des hydrates de gaz dans les processus de changements climatiques au cours de temps géologiques et la perception qu'ils pourraient représenter des ressources énergétiques considérables (la dissociation d' 1m^3 d'hydrate libère 164M^3 de méthane et de l'eau) ont justifié un certain nombre d'études sur la stabilité des hydrates dans la période récente.

Température et pression sont évidemment des critères fondamentaux mais la texture des sédiments qui les contiennent joue également un rôle important. C'est ce critère qui contrôlerait la morphologie des amas d'hydrates que l'on peut observer disséminés ou massifs, en veines ou en nodules. Les applications industrielles et scientifiques ont conduit les chercheurs à privilégier l'étude des hydrates de méthane mais d'autres gaz peuvent être impliqués comme par exemple le CO_2 . La stabilité de l'hydrate de CO_2 plus grande que celle de l'hydrate de méthane permet même d'envisager des mécanismes de substitution et donc un processus de production de méthane associé à une capture de CO_2 .

A terre, la courbe de stabilité des hydrates de méthane, contrôlée par la température et la pression, montre que ceux-ci ne peuvent exister que dans des zones où la température moyenne annuelle est de -10°C . Dans ces

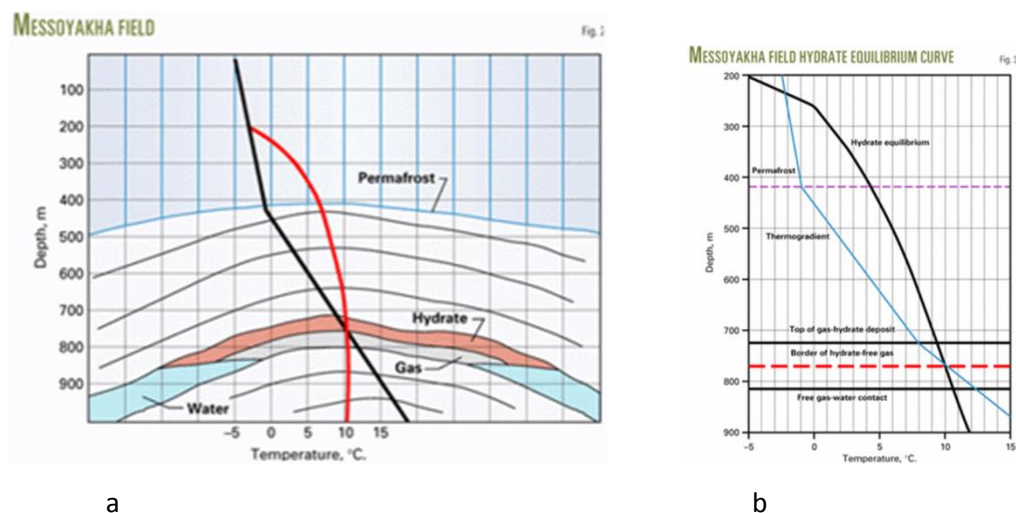
conditions, ils se développent entre 200 et 1600m de profondeur. Dans de nombreux cas, les hydrates ont été observés dans des pièges structuraux et il est admis que ce sont souvent des accumulations de gaz libres qui se sont transformés en hydrates suite à un refroidissement climatique. En mer, la pression est déterminée par la colonne d'eau et la température dépend du gradient géothermique et de la température en base de tranche d'eau. Dans ce cas, la zone de stabilité des hydrates dans tout océan (hors zone polaire) débute vers 400m de profondeur d'eau et s'étend sur une épaisseur d'environ 800 m à partir du fond de l'océan, sous une tranche d'eau de 2500m. La couche d'hydrates bloque la migration du méthane provenant des unités sédimentaires sous-jacentes, ce qui peut provoquer des accumulations de gaz. C'est cette variation d'impédance entre la zone de gaz libre et la zone d'hydrates qui est à l'origine de l'observation du BSR.

Voir exemple de BSR sur section sismique dans la Fosse de Nankai (Japon) dans : http://www.bakerinstitute.org/programs/energy-forum/publications/docs/Fire_in_Ice_Tsuji.pdf

Exploitation des hydrates de méthane

De nombreuses campagnes de reconnaissance, menées à terre (Alaska, Canada, Sibérie) et en mer (Golfe du Mexique, Colombie Britannique, marge Est des Etats Unis, marges de la péninsule indienne, Mer Noire, Japon) ont permis de collecter des données (sismique, carottage, diagraphies...). Plusieurs exploitations ou essais d'exploitation d'hydrates de gaz ont été également réalisés à terre:

- le champ de gaz Messoyakha, en Sibérie occidentale a été mis en production en 1970 et avait produit, en 2004, 430 bcf de gaz dont 230 sont attribués à la dissociation des hydrates. L'accumulation de gaz, située au cœur d'un anticlinal, est constituée par du gaz libre piégé sous une couche d'hydrates de gaz. La production initiale du gaz libre aurait dépressurisé le réservoir et provoqué la dissociation des hydrates entraînant la libération du méthane.



Y.F. Makogon, S.A. Holditch, T.Y. Makogon, *Oil & gas Journal*, 2005

a: coupe du champ de Messoyakha; courbe de stabilité des hydrates en rouge; courbe de T° en noir
 b : diagramme montrant le profil de température et la courbe de stabilité des hydrates

- Entre 1998 et 2002, un consortium international a foré 4 puits sur le champ de Mallik (Alaska), puis a conduit un test de production en 2007-2008 qui a débité 2 000 à 4 000 m^3 /j de gaz pendant six jours par dépressurisation, pour atteindre une production cumulée de 13 000 m^3 .

- En 2011 – 2012, un autre consortium sino-américain a foré et testé le puits Ignik en Alaska. Le puits a débité près de 28 000 m^3 de gaz en 30 jours, après injection de CO_2 et d'azote. Des analyses ont été réalisées pour faire le bilan des échanges CH_4/CO_2 et évaluer l'efficacité de ce processus.

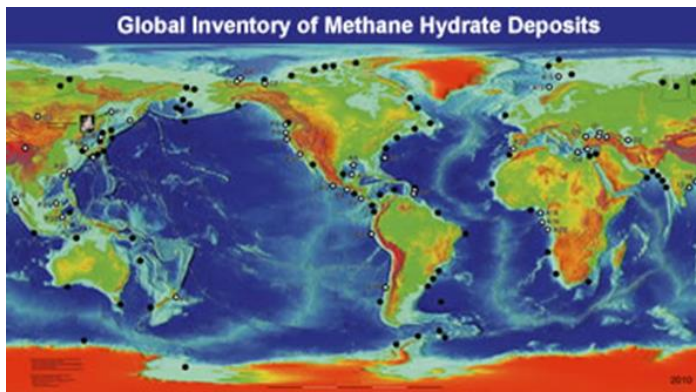
- Au premier trimestre 2013, un programme international, conduit par japonais et américains, a pour objectif de produire des hydrates de méthane en grands fonds dans la fosse de Nankai (SE Japon). Le 13 mars, les journaux japonais annonçaient qu'un test de production de méthane avait commencé avec succès par 1 000 m de profondeur d'eau.

A ce jour, quatre procédés de production ont été testés :

- injection d'un inhibiteur (méthanol, glycol) pour déstabiliser les hydrates ;
- dissociation des hydrates par élévation de température provoquée par injection de vapeur ou d'eau chaude ;
- dépressurisation par pompage du méthane libre piégé sous la couche d'hydrates, quand celui-ci existe ;
- dépressurisation accompagnée par une substitution du méthane par du CO₂.

Les injections de chaleur ou d'inhibiteurs sont des procédés chers. Le premier nécessite un apport d'énergie important et le bilan économique du second reste à prouver sans parler de son agressivité vis-à-vis de l'environnement. Le processus de dépressurisation paraît le plus économique mais il nécessite la présence d'une accumulation de gaz libre sous la couche d'hydrates ou une stimulation par un autre procédé. En 2012, une nouvelle méthode, consistant à associer la libération du méthane à une substitution par du CO₂, a été testée avec succès en Alaska. Cette méthode alliant production de méthane et stockage stable de CO₂, présente un bilan carbone supérieur aux précédentes. Elle pourrait présenter un intérêt dans les zones arctiques industrialisées.

Ressources de gaz potentielles



K.A.Kvenvolden, T.D. Lorenson - USGS 2010

Les évaluations de ressources de méthane associées aux hydrates sont encore très incertaines. Les zones, où les hydrates ont été repérés par campagnes sismiques ou échantillonnages, sont nombreuses que ce soit à terre ou sur les marges continentales.

Mais les évaluations de volumes sont très incertaines. Les estimations de gaz en place dépendent de nombreux paramètres (épaisseur de couche d'hydrates, morphologie et densité des hydrates, teneur en gaz....) auxquels s'ajoutent pour l'évaluation des réserves les facteurs de récupération et l'économie des projets. Les évaluations ont tendance à baisser au fur et à mesure que les connaissances progressent. En 2004, A.V. Milkov estimait les ressources marines entre 1 000 et 5 000 Tm³ de gaz. A terre, l'estimation la plus récente de l'USGS est de 2,5 Tm³ de réserves récupérables pour l'Alaska tandis que les évaluations pour la Sibérie restent inconnues.

Comme pour d'autres hydrocarbures non conventionnels, les projets se multiplient pour améliorer les connaissances sur leurs caractéristiques physico-chimiques et thermodynamiques, pour préciser le volume des ressources disponibles, pour développer des technologies nécessaires à leur exploitation couplée à des processus de séquestration de CO₂ et pour anticiper leur rôle dans l'évolution du climat. Amérique du Nord et Asie (Japon, Inde) sont actifs depuis de nombreuses années et les initiatives se développent en Europe (projets Sugar et Hydratech). Ces projets intègrent des inventaires basés sur des méthodes sismiques, acoustiques, électromagnétiques, des carottages, des analyses et des modélisations pour étudier les interactions avec les sédiments encaissants et des pilotes de production.

Problématiques associées

Les problématiques associées aux hydrates présents à terre et en mer sont différentes.

A terre, la production d'hydrates de méthane, accumulés dans des pièges, par dépressurisation présente un impact environnemental équivalent à celui de la production de gaz conventionnel. Le bilan s'améliore dans le cas d'un processus couplé production de méthane/capture de CO₂. Des phénomènes de subsidence localisés sont à prévoir. Par ailleurs, un processus de réchauffement global pourrait entraîner dans certaines zones la dissociation d'hydrates qui libérerait des volumes considérables de méthane dans l'atmosphère.

En mer, la production d'hydrates de gaz est beaucoup plus aléatoire car elle nécessite une concentration d'hydrates importante et des technologies rendant économiques ces projets par grande profondeur d'eau. De plus, la dissociation des hydrates, situés à des enfouissements faibles, peut déstabiliser des pentes sous-marines, ce qui peut endommager des installations de production voire si le phénomène est important être à l'origine de tsunamis sur les côtes voisines.

Cette courte revue montre que les hydrates de méthane pourraient représenter des ressources énormes mais leur valorisation en particulier en mer nécessitent des progrès importants dans la compréhension des caractéristiques de ces solides, dans les méthodes d'évaluation et dans les procédés de production. L'essor des gaz non conventionnels en Amérique du Nord et la présence de ressources de gaz conventionnel non développées en Sibérie ne militent pas pour une valorisation rapide de ces ressources. Mais dans certains pays à la recherche d'autonomie énergétique comme le Japon ou l'Inde et dans certaines zones arctiques industrialisées, à la recherche d'une meilleure gestion du cycle du carbone, des projets industriels peuvent voir le jour à moyen terme.

Jean-Jacques Jarrige
SGF – Affaires Professionnelles

Références

- D. Long, M.A. Lovell, J.G. Rees et C.A. Rochelle Sediment-Hosted Gas Hydrates (2011) - New insight on Natural and Synthetic Systems, ed.. Geological Society, special publication 319.
- T. Collett, A. Johnson, C. Knapp, and R. Boswell (2010) – Natural Gas Hydrates, Energy Resource potential and associated Geologic Hazards, AAPG Memoir 89
<http://energy.usgs.gov/GeneralInfo/HelpfulResources/MultimediaGallery/GasHydratesMultimedia.aspx>
- IFREMER (2012) – Les hydrates de gaz naturel et les risques liés aux hydrates de gaz
http://www.ifremer.fr/grands_fonds/Les-enjeux/Les-applications/Ressources-energetiques/Les-hydrates-de-gaz
http://www.ifremer.fr/grands_fonds/Les-enjeux/Les-applications/Risques-naturels/Les-hydrates-de-gaz
- A. Pissart, 2006 – Les hydrates de méthane : réserve énorme d'énergie et danger climatique potentiel. Bull. Soc. Géogr. De Liège, 48, 7 - 17
- C. Bourry (2008) - Physical and geochemical characterization of gas hydrates from different geological environments – Thèse Université de Brest - IFREMER
- R. Vially (2012) – “les hydrates de méthanes pourraient constituer une nouvelle source de gaz à l'horizon 2030”
<http://www.industrie-techno.com/roland-vially-geologue-a-l-ifp-les-hydrates-de-methanes-pourraient-constituer-une-nouvelle-source-de-gaz-a-l-horizon-2030.12712>
- Y.F. Makogon, S.A. Holditch, T.Y. Makogon (2005) – Russian field illustrates gas-hydrate production, Oil & Gas Journal, juillet 2005-<http://www.ogi.com/articles/print/volume-103/issue-5/drilling-production/russian-field-illustrates-gas-hydrate-production.html>
- K. Yamamoto, K. Dallimore (2008) – Aurora-JOGMEC-NRCan Mallik 2006-2008 Gas Hydrate Research Project progress, in DOE-NTL Fire in the Ice Methane Hydrate Newsletter.
<http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/HMNewsSummer08.pdf#Page=1>
- JNOC – TRC (2002) – Assessment of the Resource Potential of Methane Hydrate in the Nankai Trough, Offshore Central Japan
http://www.bakerinstitute.org/programs/energy-forum/publications/docs/Fire_in_Ice_Tsuji.pdf
- H. Farrel, R. Boswell, J.Howard, R. Baker (2010) – CO₂-CH₄ Exchange in natural gas Hydrate Reservoirs: Potential and Challenges, in NETL Newsletter, 10,1.
http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/MHNews_2010_03.pdf#page=19
- S.M.A. Boukongo (2006) - Etudes des hydrates de gaz sur la marge active de Nankai (Japon). Analyse des données sismiques réflexion 3D et inversion des formes. Thèse de doctorat, I.P.G. Paris
- A.V. Milkov (2004) – Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments. How much is really out there?. Earth-Science Review , 66.
- USGS (2008) Assessment of gas Hydrate Resources on the North Slope, Alaska, 2008
http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3073/pdf/FS08-3073_508.pdf
- K.A.Kvenvolden, T.D. Lorenson (2010) – Global Inventory of Natural gas Hydrates Occurrence. USGS
<http://walrus.wr.usgs.gov/globalhydrate/images/browse.jpg>

Note : l'auteur remercie les géologues d'Ifremer qui ont relu le texte et T. Collet de l'USGS pour ses informations.