

EXPLOITATION PETROLIERE / RESERVES NON-CONVENTIONNELLES : PERSPECTIVES, PROBLEMES

Par M. Michel QUINTARD*

Introduction

La question du devenir de l'utilisation des ressources énergétiques fossiles se pose aujourd'hui dans un contexte marqué par, d'une part, la question du réchauffement climatique global, et, d'autre part, l'évolution de ces ressources elles-mêmes. L'utilisation des ressources fossiles de molécules hydrocarbonées (hydrocarbures conventionnels mais aussi les ressources non conventionnelles qui font l'objet de cette note) est un contributeur majeur à l'augmentation de la teneur en CO₂ dans l'atmosphère, et, à ce titre, un contributeur majeur au réchauffement climatique global. Ce n'est pas un hasard si les divers scénarios étudiés par le IPCC — Intergovernmental Panel on Climate Change — concernant l'évolution climatique globale en fonction des émissions de CO₂ sont très dépendants des futures décisions des états à propos de l'utilisation des ressources fossiles comme les hydrocarbures. Cet enjeu est illustré Figure 1, issue de travaux du GIEC. Même les scénarios avec une réduction drastique des émissions, conduisant à une teneur en CO₂ équivalente comprise entre 430 et 480 ppm, aboutissent à une augmentation de la température moyenne à l'horizon 2100 comprise entre 0.9 et 2.3° C. Il est clair que la baisse des émissions de CO₂ passe par la baisse de l'utilisation des ressources fossiles, ce mémoire doit être lu en gardant à l'esprit cet élément essentiel, il n'est

* DR CNRS, Institut de Mécanique des Fluides de Toulouse (IMFT) - Université de Toulouse, CNRS-INPT-UPS, Toulouse France. Communication présentée à l'Académie des Sciences, Inscriptions et Belles Lettres de Toulouse, le 11 février 2016.

donc certainement pas un plaidoyer pour l'utilisation accrue des ressources fossiles.

Outre la problématique changement climatique global, d'autres enjeux environnementaux et sociétaux doivent également être envisagés : pollutions plus locales, impact territorial des exploitations, utilisation de zones sensibles comme l'Arctique, diminution des rendements de production, rapport croissance et ressources énergétiques, etc.

Le deuxième enjeu de taille autour de la question de l'utilisation des ressources fossiles est lié à la diminution inéluctable de la ressource, car la production de nouvelles réserves par les mécanismes géologiques actuels est très faible par rapport à la consommation. Bien qu'elle ne soit pas l'objet de cette étude, cette question délicate doit être abordée succinctement car elle est entièrement liée aux possibilités offertes par ce que l'on appelle communément les réserves non-conventionnelles d'hydrocarbures. La ressource ayant été produite au cours des temps géologiques, l'exploitation d'un gisement connu obéit approximativement à une loi en « cloche » appelée courbe de Hubbert, illustrée sur la Figure 2 par la production de la Norvège en fonction du temps. Le maximum de la courbe s'appelle « Peak Oil ». Cette loi n'est cependant pas reproduite dans sa forme exacte lorsque l'on considère la production mondiale ou la production de grands pays producteurs, car ces productions impliquent divers types de gisements et de méthodes de récupération. Ce point est illustré sur la Figure 3, qui représente la production réelle des USA. On constate une remontée forte ces dernières années, très loin de la courbe de Hubbert, remontée qui est justement due à l'*exploitation des ressources non-conventionnelles*. Beaucoup de polémiques se sont développées autour de la notion de Peak Oil, le maximum de la courbe de Hubbert. Globalement, il faut retenir de la discussion sur l'évolution de la consommation les éléments suivants :

1. Le flux de production d'hydrocarbures par les mécanismes naturels est insuffisant pour compenser l'utilisation actuelle des ressources. On va donc vers une diminution inéluctable de la production. Si on n'utilisait plus les hydrocarbures, la ressource « fossile » augmenterait à nouveau, mais bien entendu si lentement que cela n'aurait pas d'intérêt pour les générations futures!
2. La courbe de Hubbert ne reproduit pas les mécanismes complexes : évolution de la consommation, découverte de nouvelles ressources, évolution des ressources utilisables avec des technologies économiquement viables, etc ... Dans ce contexte, la notion de Peak Oil est peu adéquate pour décrire les enjeux véritables.

3. Si la fin théorique des réserves est assez éloignée, on assiste à un appauvrissement des réserves conventionnelles qui est compensée, semble-t-il pour l'instant, par l'arrivée des ressources non-conventionnelles.
4. La baisse de production est plus déterminée par des considérations économiques que par la disponibilité de la ressource. Le coût de production est, en effet, essentiel dans le choix des filières énergétiques et constitue le mécanisme prépondérant qui peut conduire à l'abandon de telle ou telle filière. En ce qui concerne les ressources fossiles, ce coût augmente en général par raréfaction de la ressource (appauvrissement des réservoirs, nouvelles découvertes plus pauvres), augmentation de la difficulté d'exploitation par baisse de la qualité des hydrocarbures disponibles, etc.

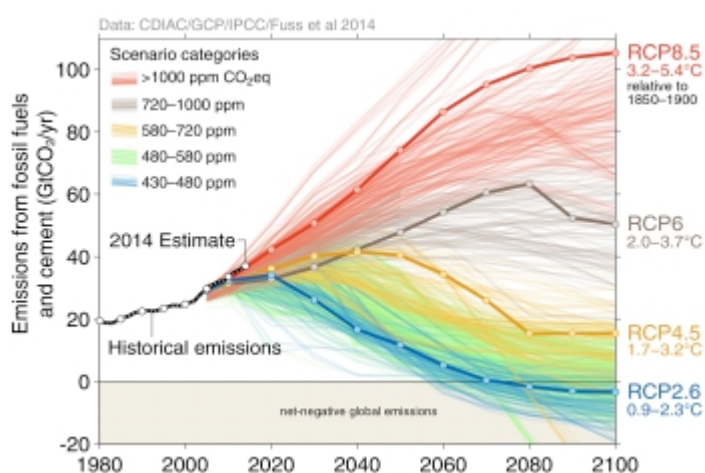


Figure 1. Scénarios d'évolution de la température planétaire moyenne en fonction des émissions de CO₂ provenant des ressources fossiles jusqu'en 2100 (Source: Fuss et al 2014, CDIAC, IPCC, Global Carbon Budget 2014)

L'objectif de ce court mémoire est de présenter succinctement les possibilités d'exploitation offertes par les ressources non-conventionnelles et de dégager les enjeux environnementaux principaux qui sont associés à leur exploitation. Après une brève introduction sur le contexte de l'exploitation pétrolière, des indications sont données sur les conditions physiques d'extraction de certains types d'hydrocarbures non-conventionnels, conditions qui affectent tous les enjeux économiques et environnementaux associés à l'exploitation de ces hydrocarbures. Les hydrocarbures non-conventionnels qui seront abordés dans cette note sont :

- les sables bitumineux,
- les gaz de schistes,
- les huiles de schistes,
- les hydrates de méthane.

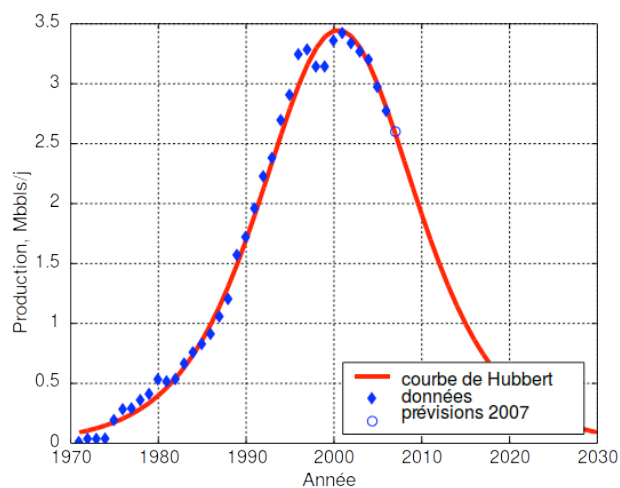


Figure 2. Courbe de Hubbert et production réelle de la Norvège (d'après « Norway Hubbert.svg », Wikimedia Commons)

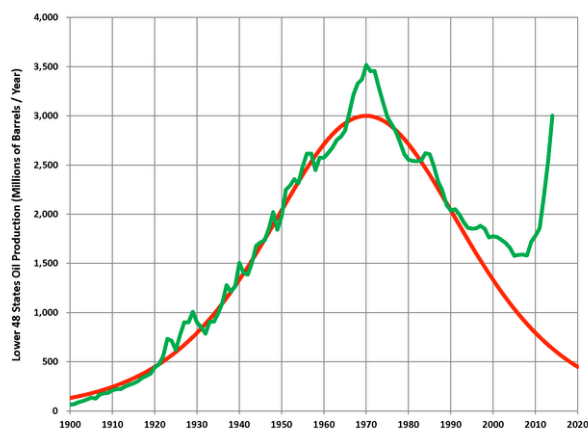


Figure 3. Courbe de Hubbert et production réelle des USA en Millions de barils par an en fonction du temps (source : Wikimedia Commons, Hubbert Upper-Bound Peak 1956.png)

Ressources pétrolières et ressources non-conventionnelles

Très schématiquement, les réserves pétrolières sont créées au cours des temps géologiques par un processus de dépôt et d'enfouissement de matière organique (appelé kérogène). Lors de l'enfouissement, la température et la pression augmentent conduisant par de multiples réactions chimiques à une transformation du kérogène en pétrole (gaz et huile). Ce processus est illustré Figure 4. Le type de produit formé dépend de la composition du dépôt initial et des conditions thermodynamiques, essentiellement dépendantes de la profondeur d'enfouissement. Le plus souvent, l'enfouissement du kérogène se fait en présence de sédiments fins, conduisant ultérieurement à des roches « mères » peu perméables. Le pétrole formé se déplace difficilement dans de telles conditions, mais il a tout de même tendance à migrer, à l'échelle des temps géologiques, vers des roches plus perméables. En conséquence, plusieurs types de ressources pétrolières peuvent être observées en fonction du degré de maturité et de migration.

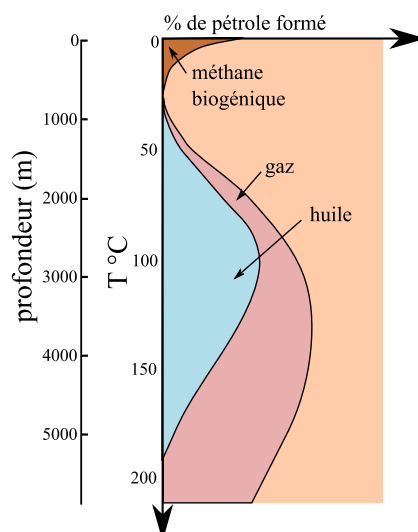


Figure 4. Schéma de génération de pétrole.

La Figure 5 présente une vue schématique des divers gisements que l'on peut trouver dans les formations géologiques. Les gisements

conventionnels sont constitués du pétrole formé en profondeur (huile et gaz) qui a migré vers des roches relativement perméables permettant une exploitation par forage avec toutes les méthodes de récupération classique (déplétion du réservoir, balayage à l'eau, etc.). Le processus de migration ou de maturation peut être incomplet : on parlera alors de gisements non-conventionnels. Parmi ceux-ci, on distinguera dans ce mémoire, parce qu'ils sont emblématiques de la problématique ressources non-conventionnelles, les types suivants :

- les gisements de sable bitumineux,
- les gisements de gaz de schistes (terme anglo-saxon « gas-shale »),
- les gisements d'huiles de schistes (terme anglo-saxon « oil_shales »).

Ce tableau sera complété par une ressource plus particulière constituée par les dépôts d'hydrates de méthane.

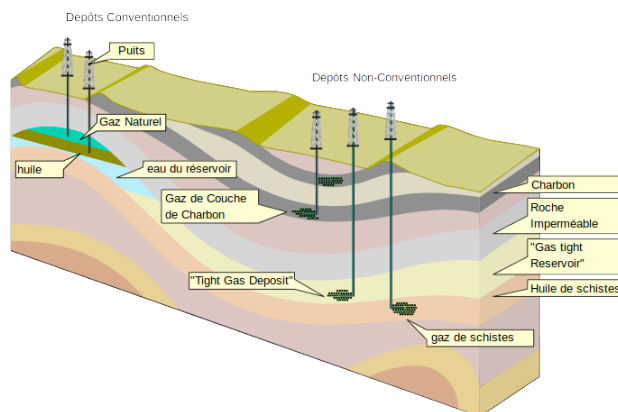


Figure 5. Schéma des divers types de gisements pétroliers (d'après un dessin de Wyoming State Geological Survey).

Comme on l'a vu dans cette introduction, ce qui va caractériser le gisement est basé sur la capacité de migration des hydrocarbures. Celle-ci est déterminée par : (i) la composition des hydrocarbures, et, en particulier, leur facilité à migrer dans les formations géologiques, facilité qui est en majeure partie déterminée par leur viscosité, et (ii) la perméabilité des milieux (une propriété qui caractérise l'aptitude d'une roche à laisser circuler facilement la phase hydrocarbure). Cette courte note ayant pour but de préciser les enjeux liés à ce type d'exploitation, la présentation ne sera pas très poussée sur le plan technique. L'accent sera mis sur les conséquences des propriétés

physiques des fluides et du réservoir sur les techniques d'exploitation, et sur les enjeux économiques et environnementaux induits.

Exemples de gisements non-conventionnels

Pour bien comprendre les éléments de la discussion qui va suivre, il est nécessaire de rappeler très succinctement quelques notions de la physique des écoulements dans les milieux poreux. Les réservoirs pétroliers sont en effet constitués de roches (sables, roches consolidées comme les grès, etc.) poreuses et perméables. La porosité, ε , est définie comme le rapport

$$\varepsilon = \text{Volume d'espace poral} / \text{Volume de milieu poreux} \quad (1)$$

La différence de pression motrice, δP , nécessaire pour faire s'écouler un fluide f en milieu poreux s'exprime par une généralisation de la loi de Darcy (Darcy, 1956) sous la forme

$$V_f \text{ proportionnel à } K \times k_r \times \delta P / \mu_f \quad (2)$$

où :

- V_f est la vitesse moyenne du fluide
- K est la perméabilité intrinsèque du milieu poreux contenant le fluide (l'unité est le m^2),
- k_r est la perméabilité relative, qui traduit la réduction de perméabilité (en général ce paramètre est inférieur à 1) en présence d'une saturation du fluide inférieure à 1. La saturation, S_f , est le rapport

$S_f = \text{Volume de fluide } f / \text{Volume d'espace poral occupé par ce fluide}$

- μ_f est la viscosité dynamique du fluide.

Les vitesses d'écoulement sont très faibles dans le contexte génie pétrolier, par exemple de l'ordre du cm/jour. Mais comme la perméabilité est en général faible (une valeur de $10^{-12} m^2$ est considérée comme élevée!), ces vitesses conduisent cependant à des différences de pression nécessaires pour obtenir l'écoulement qui peuvent devenir très importantes et donc coûteuses sur le plan énergétique, voire impossibles à obtenir pour des raisons technologiques. Cela se produit pour plusieurs raisons :

1. La perméabilité est très basse, ce sera le cas par exemple pour les réservoirs de « schistes »,
2. la viscosité du fluide est très basse (huiles de schistes, bitumes,...),
3. la saturation est très basse (la perméabilité relative diminue généralement avec la saturation). Cette situation apparaît naturellement en cours d'exploitation puisque l'on extrait

l'hydrocarbure.

On appellera mobilité du fluide le rapport $K \times k_r / \mu_f$. Tout l'enjeu technologique de l'exploitation des réservoirs non-conventionnels consiste à augmenter la mobilité des hydrocarbures de façon à diminuer l'énergie nécessaire pour faire s'écouler le fluide. De ce point de vue, les divers types de réservoirs non-conventionnels qui sont abordés dans ce mémoire ont un comportement très différent.

Les sables bitumineux

Les sables bitumineux représentent une ressource très importante qui est estimée mondialement à 40×10^9 m³ (Bauquis, 2006). Les pays les plus dotés sont le Canada (71 % des ressources, Alberta), le Kazakhstan et la Russie.

Les sables sont des milieux poreux très perméables parmi les roches réservoirs : perméabilité supérieure à 10^{-12} m². La difficulté d'exploitation est surtout déterminée par la forte viscosité de « l'huile ». Celle-ci évolue avec la température comme le montre la Figure 6. La viscosité initiale pour des roches près de la surface (température $\sim 12^\circ\text{C}$) est un milliard de fois environ celle de l'eau ! Dans ces conditions, l'huile s'apparente à une roche et la seule méthode d'extraction possible est mécanique.

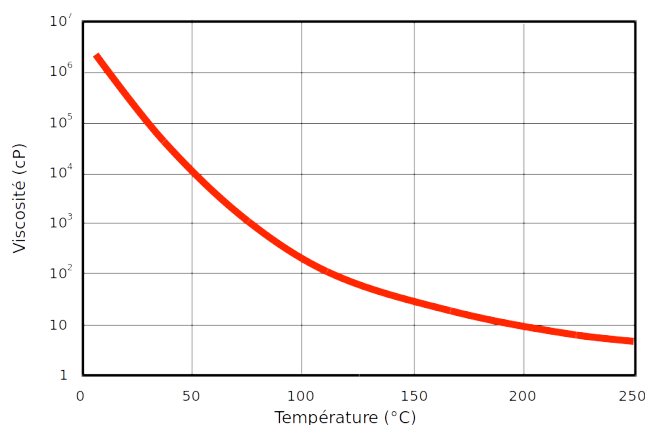


Figure 6. Evolution de la viscosité du bitume avec la température.

Si le réservoir est assez profond, la température peut-être suffisante pour pouvoir effectuer une *récupération primaire* (forage de puits permettant l'écoulement de l'huile en place). Quelques réservoirs on put produire quelques % de l'huile en place de cette façon, mais la situation aujourd'hui

ne permet pas d'envisager en général ce type de récupération. Deux possibilités s'offrent alors :

1. utiliser des techniques minières et reporter *ex situ* le traitement de l'hydrocarbure pour le rendre utilisable. Ce type d'exploitation n'est possible que si le gisement est très proche de la surface, quelques dizaines de mètres. Cette méthode est très ancienne et utilisée dès le moyen-âge, par exemple pour le gisement de Pechelbronn en Alsace. Elle est utilisée de manière massive aujourd'hui, par exemple au Canada. Le sable extrait est lavé à l'eau chaude et les rejets conservés dans des lacs à ciel ouvert. Les conséquences environnementales de ce type d'exploitation sont liées, d'une part, à la destruction de surfaces considérables (voir par exemple l'emprise très visible sur les images satellites) et, d'autre part, au volume d'eau utilisé et à la qualité environnementale des rejets et le peu de garanties des stockages utilisés.
2. modifier *in situ* par des traitements thermiques et/ou chimiques la viscosité de l'huile en place de façon à ce qu'elle redevienne mobile. L'élévation de température est une méthode de choix (voir Figure 6). Les méthodes les plus répandues font appel à de l'injection de vapeur (Cyclic Steam Stimulation (CSS), Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), ...) éventuellement additionnée de solvants (Vapor Extraction – VAPEX). Dans la technique dite SAGD, des puits horizontaux d'injection de vapeur sont forés dans le gisement. L'injection de vapeur par ces puits crée une « chambre » dans le milieu poreux très chaude dans laquelle, et notamment à son pourtour, l'huile se liquéfie et peut migrer par effet gravitaire vers des puits de production horizontaux situés en dessous. Le problème principal lié à ce type d'exploitation est énergétique : il faut beaucoup d'énergie pour atteindre ce résultat, par exemple, si la source d'énergie est le bitume produit lui-même, 30 à 35 % du bitume extrait est consommé pour la production. Ceci est à comparer à la consommation pour la production des huiles conventionnelles au milieu du XX^{ème} siècle qui était de quelques % au maximum. Comme les seules sources d'énergie réellement envisageables pour la production sont l'utilisation d'hydrocarbures, on obtient un double effet dramatique de perte de rendement de l'utilisation de l'énergie fossile et d'augmentation de la production des gaz à effet de serre.

¹ On peut consulter le site EarthObservatory (NASA) : <http://earthobservatory.nasa.gov/Features/WorldOfChange/athabasca.php>

Des techniques alternatives de combustion *in situ* qui permettraient d'économiser l'eau nécessaire à la production de vapeur sont à l'étude mais n'ont pas atteint le stade industriel.

On retiendra également que l'huile produite est de mauvaise qualité par rapport aux pétroles conventionnels et que des techniques de raffinage supplémentaires doivent être mises en œuvre (avec les coûts énergétiques et environnementaux concomitants) pour obtenir des produits utilisables.

Les gaz de schistes

La situation des gisements de gaz de schistes est très différente de celle des sables bitumineux. Le fluide à déplacer est ici principalement du méthane (CH_4) qui est sous forme de gaz dans les conditions normales d'exploitation. Sa viscosité est donc très faible. La mauvaise mobilité vient de la très faible perméabilité de la roche encaissante, de l'ordre de 10^{-16} à 10^{-20} m^2 . La seule solution viable consiste à augmenter la perméabilité de la roche. C'est ici qu'intervient la technique de fracturation hydraulique. En effet, une fissure de hauteur $h=1\mu\text{m}$ correspond à une perméabilité de $h^2/12=(1/12) 10^{-12}$ m^2 . Si on est capable de réaliser un réseau de fractures/fissures suffisamment dense, le gaz va s'échapper, certes lentement mais sur des distances plus courtes, vers le réseau de fractures qui, lui, assure une perméabilité relativement forte du réservoir. Même si des techniques alternatives sont à l'étude dans le monde, la fracturation hydraulique basée sur l'injection d'une grande quantité d'eau ($\sim 20\,000$ m^3) à très forte pression est majoritairement utilisée dans les pays qui ont autorisé l'exploitation. L'eau est accompagnée d'additifs (tensioactifs, biocides, ...), et de matériau (sable le plus souvent) qui doit empêcher les fissures de se fermer lorsque la forte pression ne sera plus appliquée au réservoir.



Figure 7. Vue aérienne du gisement de Jonah Field, Wyoming (source : Peter Aengst, The Wilderness Society, 2001, Wikimedia Commons)

L'exploitation des gaz de schistes est très controversée sur le plan environnemental :

- Elle a été présentée, notamment aux USA jusqu'en 2010, comme produisant moins de gaz à effet de serre que les autres techniques d'exploitation des énergies fossiles. Cet avantage est considéré aujourd'hui moins évident. La difficulté pour estimer cet effet est liée à la difficulté d'évaluer les fuites de méthane provenant de l'exploitation et à l'estimation de la durée de vie du méthane dans l'atmosphère avant sa transformation en CO₂ et eau (le méthane a un potentiel de réchauffement global beaucoup plus fort que le dioxyde de carbone, mais sa durée de vie dans l'atmosphère est plus courte, environ une dizaine d'années).
- La fracturation hydraulique peut conduire à de nombreux effets négatifs : pollution des nappes au méthane et aux produits additifs, forte consommation d'eau et de sable, augmentation de l'activité sismique. Il faut ajouter que la maîtrise de la fracturation hydraulique dépend de la connaissance que l'on a des caractéristiques du réservoir, notamment mécaniques, qui sont hétérogènes et difficiles à acquérir. On rappellera que cette technique est à ce jour interdite dans de nombreux pays, comme la France.
- La récupération du méthane est confinée, à cause de la très faible

² A noter que sa transformation chimique produit du CO₂ (donc un gaz à effet de serre) et de l'eau.

perméabilité de la roche, au voisinage de la zone fracturée. Ceci nécessite de développer un réseau dense de plate-formes desquelles partent de nombreux puits, le plus souvent horizontaux. Il en résulte un fort impact territorial de ce type d'exploitation, comme cela est illustré Figure 7 dans le cas du gisement de Jonah Field (Wyoming, USA). Ce problème diminue lui aussi fortement l'acceptabilité sociale de l'exploitation des gaz de schistes.

Huiles de schistes

Les réservoirs d'huiles de schistes (parfois appelés schistes bitumineux) combinent, en termes de mobilité de la phase hydrocarbure, les inconvénients des gisements de sables bitumineux et de gaz de schistes: le "fluide" est en réalité du kérogène originel, plus proche d'un comportement mécanique de solide (encore moins fluide que le bitume), et la roche réservoir est à très faible perméabilité (même type de roche que pour les gaz de schistes). On estime (avec les difficultés pour arriver à ce genre d'estimation que l'on a déjà évoqué) les réserves mondiales à environ $800 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Comme pour le bitume, on peut utiliser des techniques minières pour les gisements en surface. De telles exploitations industrielles ont été mises en oeuvre dans le passé, comme par exemple Autun, Lapanouse, ... en France. La roche extraite est concassée et traitée dans un four qui réalise des transformations chimiques (pyrolyse) produisant des hydrocarbures de qualité moyenne et du gaz.

La majeure partie des réserves est inaccessible à ce type d'exploitation, et des techniques *in situ* ont été envisagées. Elle doivent résoudre un double challenge :

1. augmenter la perméabilité de la roche. Comme pour les gaz de schistes, il faut arriver à fracturer la roche pour profiter de l'effet « perméabilité de fissure » décrit plus haut. Ce processus serait cependant insuffisant car, contrairement au gaz de schiste, le kérogène n'est pas mobile : aucun produit ne migrerait vers les puits de production.
2. « fluidifier » l'huile en place. Cela n'est possible que par une transformation chimique du kérogène produisant des hydrocarbures plus légers et du gaz. Il faut donc assurer une pyrolyse *in situ*.

La plupart des techniques envisagées sont basées sur le principe suivant : le chauffage de la formation par des moyens divers (par exemple des puits avec

une résistance électrique) propage un front de pyrolyse dans le milieu (voir Figure 8). Ce front s'accompagne d'un dégagement de gaz qui, comme il ne peut s'échapper à cause de la perméabilité très faible de la roche, conduit à une très forte augmentation au niveau du front de la pression dans les pores. La contrainte induite par cette augmentation de pression produit une micro-fracturation de la roche qui assure une mobilité suffisante aux produits de pyrolyse pour qu'ils puissent migrer vers des puits d'exploitation. Contrairement au cas de la fracturation hydraulique, l'endommagement de la roche (micro-fracturation) est principalement déterminé par le front de chaleur ce qui est plus facile à contrôler. Comme pour les autres méthodes thermiques, l'énergie nécessaire pour chauffer la formation et entretenir le front de pyrolyse est importante.

Compte tenu des difficultés d'exploitation et de la qualité médiocre des hydrocarbures initialement produits, les huiles de schistes n'offrent une rentabilité économique que si le prix du baril est assez élevé. Les inconvénients environnementaux sont du même ordre que ceux pour les sables bitumineux, et en partie les gaz de schistes, avec un impact plus fort pour les techniques minières :

1. fort impact territorial des exploitations, notamment les méthodes *ex situ*,
2. émissions de gaz à effet de serre, plus forte que pour les hydrocarbures conventionnels,
3. pollutions des divers compartiments (atmosphère, rivières et nappes), en particulier pollution par des métaux lourds avec les techniques minières, pollution de l'atmosphère par l'aniline, voire le radon pour certaines exploitations,
4. utilisation importante de ressources en eau (par exemple l'industrie du schiste bitumineux utilisait en 2002 91 % de l'eau consommée en Estonie (Raukas, 2004)),
5. mauvais rendement d'exploitation, notamment dans le cas *in situ* avec un pourcentage non négligeable (30 à 40%) d'hydrocarbure produit utilisé pour l'extraction.

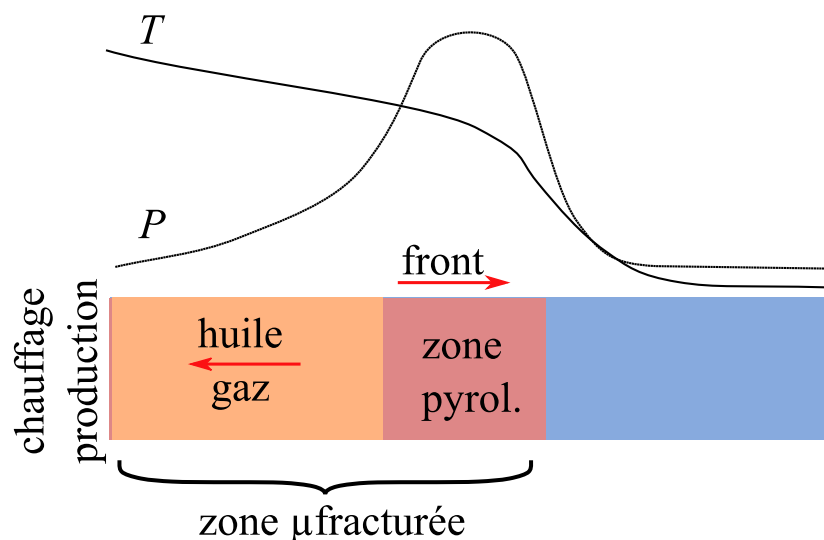


Figure 8. Schéma de principe d'exploitation *in situ*.

Hydrates de Méthane

Les hydrates de méthane représentent une source potentiellement colossale de gaz méthane (entre 2 à 10 fois les réserves conventionnelles de gaz). Le méthane a une propriété remarquable que, sous une pression suffisamment élevée et une température suffisamment faible, il peut en présence d'eau former un hydrate particulier appelé Clathrate de Méthane de formule $\text{CH}_4 \cdot 5.75\text{H}_2\text{O}$ qui se présente sous une forme solide. La séquence produisant des dépôts de clathrate est la suivante : du méthane biogénique est produit en abondance dans les couches géologiques, la pression augmente avec la profondeur, ce qui est favorable à la formation de clathrate, mais la température augmente à cause du gradient géothermique (en moyenne 3°C tous les 100 mètres), ce qui est défavorable. La combinaison de ces deux effets conduit à l'existence d'une « fenêtre » à clathrate dans les sédiments. En conséquence, il n'y a principalement sur la surface du globe que deux types de situations qui peuvent conduire à la constitution de clathrate :

1. les dépôts en zone polaire sous le permafrost,
2. les dépôts dans les sédiments en fond d'océan.

Les deux situations sont illustrées sur la Figure 9.

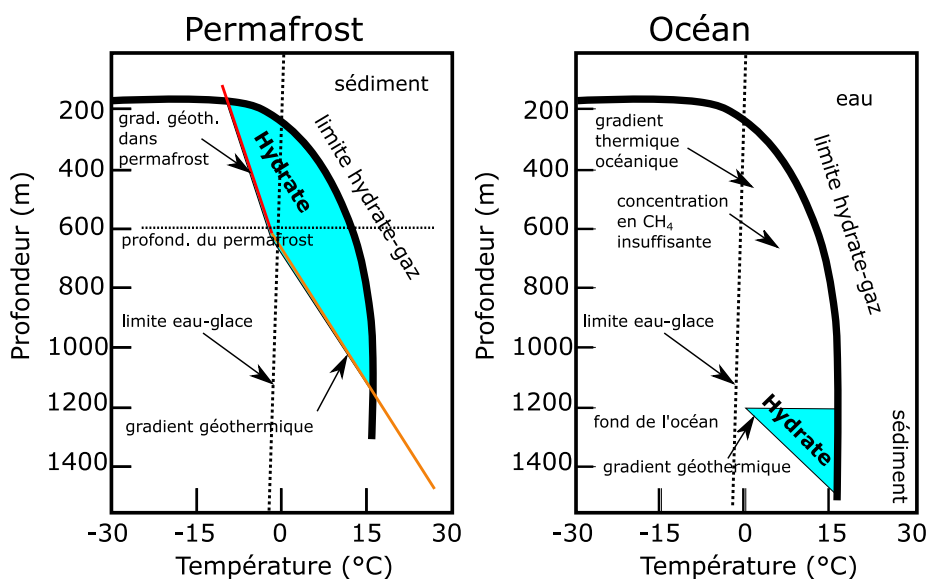


Figure 9. Schéma de localisation des hydrates de méthane dans les sédiments polaires (g) et marins (d).

On voit sur cette figure qu'il suffit d'un réchauffement de quelques degrés dans les sédiments contenant du clathrate pour franchir la limite de dissociation et produire du méthane sous la forme principalement de gaz et de l'eau. Une telle situation, relativement instable, a alimenté de nombreux phantasmes (par exemple sur l'effet d'une telle production massive en fond d'océan pouvant expliquer le « mystère » du triangle des Bermudes) et des interrogations plus étayées sur la participation de cet effet aux épisodes d'accroissement très important de l'effet de serre qui ont eu lieu à certaines époques géologiques (Kennett et al., 2003) et conduit à des extinctions massives d'espèces animales. Ce n'est pas le propos de ce mémoire, mais il faut retenir de ces débats qu'un problème de sûreté de l'exploitation éventuelle doit être étudié en amont de toute utilisation industrielle. En effet, la plupart des méthodes d'exploitation envisagées doivent conduire à la dissociation des hydrates, soit par diminution de la pression (déplétion du réservoir), soit par augmentation de la température, soit par substitution du méthane par une autre espèce chimique (par exemple le CO₂). Les conclusions tirées des études sur les diverses méthodes envisagées peuvent être résumées comme suit :

1. La stimulation thermique au-dessus de la zone de stabilité des hydrates conduit a priori à de faibles rendements (consommation de

~50% de l'énergie obtenue),

2. La dépressurisation au-dessous de la zone de stabilité des hydrates nécessite aussi un apport de chaleur. L'obtention d'un bon rendement est discutable,
3. L'injection de produits chimiques déplaçant l'équilibre thermodynamique, par exemple avec glycol, sels, conduit également à des coûts prohibitifs,
4. L'injection de CO₂ ou mélange de CO₂ et N₂ pour "remplacer" le CH₄ dans les hydrates, injection couplée à un apport thermique, est à l'étude, notamment au Japon et aux USA, en vue de construction de pilotes dans les prochaines années (~2018) dans les zones de fonds océaniques et dans des zones de permafrost. La Russie, qui possède aussi des ressources importantes de ce type, n'est pas très active dans ce domaine car elle dispose de réserves conventionnelles de gaz très importantes.

A ce jour, la rentabilité économique de l'exploitation des hydrates est loin d'être assurée, sans parler des difficultés technologiques à surmonter (augmentées par la localisation polaire ou en fond d'océan). Sur le plan environnemental, outre les réserves exprimées par les environnementalistes sur l'industrialisation des zones polaires ou de l'océan, on retrouve principalement la problématique de génération de gaz à effet de serre, qui pourrait être en partie compensée si on arrive à mettre au point la technique de substitution par CO₂. Dans tous les cas, les rendements énergétiques seront probablement médiocres et donc on retrouvera la problématique de consommation accélérée de ressources fossiles.

Conclusion

Ce panorama rapide de l'utilisation des ressources d'énergie fossile non-conventionnelles a mis l'accent sur les difficultés techniques de récupération de ces hydrocarbures, principalement du fait que la mobilité des phases concernées est mauvaise (faible perméabilité et/ou viscosité), voire nulle (kérogène, hydrates). Si des méthodes d'exploitation ont été développées, ou sont envisagées, la dépense énergétique pour produire ces hydrocarbures est très importante et conduit à deux mécanismes négatifs sur le plan écologique et économique :

- augmentation de la rapidité, pour la même valeur d'usage, de

disparition des ressources³,

- production concomitante de gaz à effet de serre, très supérieure au cas des ressources conventionnelles, avec l'impact sur le réchauffement climatique global que l'on sait.

A ces effets très négatifs dans le contexte des décisions à prendre si on veut contenir le réchauffement climatique global, s'ajoutent d'autres problématiques environnementales comme la consommation du territoire, les pollutions diverses, etc.

Il est clair par ailleurs que, si on fait abstraction des points ci-dessus, les ressources disponibles sont très importantes si on considère une période d'une centaine d'années. Si la disparition des ressources fossiles est inéluctable, par raréfaction et augmentation des coûts, ce qui rendrait les énergies alternatives compétitives, il est sans doute illusoire et dangereux d'attendre que ce mécanisme apporte la solution aux problèmes environnementaux comme le réchauffement climatique ou les pollutions massives. Il y a en effet, en l'absence d'un changement des paradigmes politiques, économiques et sociétaux qui organisent nos sociétés, un risque que l'on n'arrive pas à limiter suffisamment l'augmentation de la température moyenne de la planète, comme cela est malheureusement suggéré par les divers scénarios représentés Figure 1.

BIBLIOGRAPHIE

BAUQUIS, P.-R., « What the future for extra heavy oil and bitumen: the Orinoco case ». World Energy Council (2006-02-16).

DARCY, H. « Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon », Dalmont (1856).

FUSS, Sabine, et al. « Betting on negative émissions », *Nature Climate Change* 4.10 (2014): 850-853.

KENNETT, James P., Kevin G. CANNARIATO, Ingrid L. Hendy, and Richard J. BEHL. *Methane Hydrates in Quaternary Climate Change: The Clathrate Gun Hypothesis*. American Geophysical Union, (2003).

Raukas, A. « Opening a new decade », *Oil Shale. A Scientific-Technical Journal*, Estonian Academy Publishers (2004).

³ On notera que les mécanismes économiques de régulation usuels ne prennent malheureusement pas en compte cette dimension « gaspillage ». En effet, tant que le rendement financier final est assuré, l'exploitation est en principe « rentable ».