

Les hydrocarbures de roche mère : de quoi s'agit-il ?



Roland VIALLY

IFP EN



François KALAYDJIAN (E80)

IFP EN

Introduction

Les pétroles et gaz non conventionnels augmentent considérablement les ressources récupérables et modifient le jeu d'acteurs (producteurs/consommateurs). Des pays importateurs comme les USA seront à court terme producteurs, de nombreux autres réduiront leur dépendance énergétique en modifiant ainsi les contraintes géopolitiques. Le développement des pétroles et gaz de schistes abaisse le coût de l'énergie – notamment aux USA – et principalement pour le gaz du fait d'un manque d'infrastructures permettant d'évacuer le trop plein de production. Le prix du gaz a ainsi été réduit d'un facteur 3 aux USA entre 2008 et 2013. La production de pétrole de schistes (généralement des pétroles légers) et des condensats associés a redynamisé l'industrie du raffinage et de la pétrochimie conduisant à des investissements dans de nouvelles unités de raffinage. Ceci a conduit à une relance et à une création massive d'emplois. Cette situation est observée avec attention par l'Europe compte tenu aujourd'hui de la croissance atone qui la frappe.

Tirant partie d'une situation assez exceptionnelle tant sur le plan géologique (bassins prolifiques) que sur le plan législatif, du fait d'une législation très favorable à la production de cette ressource, le développement des gaz et pétrole de schistes s'est :

- déroulé à marche forcée aux USA, à un moment où la poli-

Roland VIALLY

Diplômé de l'École Nationale des Pétroles et des Moteurs (ENSPM) option géologie en 1981, il intègre l'Institut Français du Pétrole pour travailler sur l'évaluation du potentiel pétroliers des bassins sédimentaires en zones complexes. Après avoir travaillé sur la réévaluation du potentiel pétroliers des bassins sédimentaires français, il participe au projet EXTRA-PLAC qui a pour but de présenter auprès de l'ONU les demandes d'extension du plateau continental français afin d'étendre la souveraineté française au-delà de l'actuelle Zone Economique Exclusive. Depuis quatre ans, il travaille sur l'évaluation des ressources et des réserves mondiales et dans ce cadre il s'est intéressé aux hydrocarbures non conventionnels.

tique énergétique des pays s'est orientée vers l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique et

- a été accompagné – dans les premiers temps – d'une production peu soucieuse des contraintes environnementales (multitude de têtes de puits, développement non maîtrisé). Bien que les technologies et les pratiques se soient très largement améliorées, cette première phase de développement a cristallisé des oppositions radicales empêchant toute forme de débat rationnel sur ce sujet. Le but de cet article est de fournir quelques éléments d'information (largement développés dans les autres articles de cette revue) pour que le lecteur puisse mesurer l'opportunité que représenterait le développement d'une telle ressource énergétique domestique.

Les hydrocarbures de roche mère

Définition

La genèse des hydrocarbures résulte de la transformation, sous l'effet de l'augmentation de pression et de température lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, de la matière organique contenues dans certaines couches géologiques. Ces couches qui vont générer les hydrocarbures sont appelées des roches-mère.

Une partie de ces hydrocarbures migre en dehors de cette roche mère et si les conditions géologiques sont favorables ira se concentrer dans une roche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle ils pourront se concentrer et être produits.

Une autre partie plus ou moins importante reste piégée dans cette roche mère et forme les hydrocarbures de roche-mère. Ces hydrocarbures restent d'autant plus facilement piégés

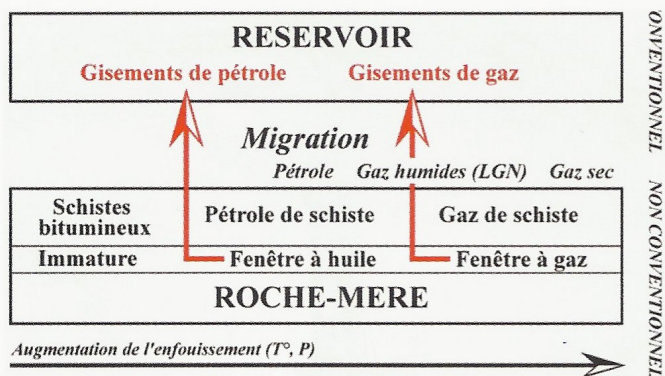
François KALAYDJIAN (E80)

Il est actuellement Directeur Adjoint du Centre de Résultats Ressources d'IFP Energie nouvelles (IFPEN), en charge des programmes Traitement de Gaz et Captage-Stockage de CO₂. Il a occupé auparavant plusieurs positions managériales à IFPEN, en Exploration et Ingénierie de Réservoir et a été également Directeur des Technologies de Développement Durable de 2009 à 2011.

Il est animateur du groupe programmatique «Énergies Fossiles, Géothermie et Matériaux Stratégiques» de l'ANCRE, membre de la Commission Scientifique Risques Sol et Sous-Sol de l'INERIS et représentant d'IFPEN à l'Advisory Council de la plateforme Européenne sur le CO₂ (ZEP).

François Kalaydjian a contribué à la rédaction de plusieurs rapports sur l'exploitation des hydrocarbures de roche mère dont celui publié en juillet 2012 sous l'égide de l'ANCRE et intitulé «Programme de Recherche sur l'Exploitation des Hydrocarbures de Roches Mères».

François Kalaydjian est auteur ou co-auteur de plus de 60 publications parues dans des revues académiques ou professionnelles, de dix brevets et du livre «La Nouvelle Donne du Charbon» paru aux éditions Technip (déc. 2008).



que les roches-mère sont généralement des couches argileuses très peu poreuses et quasiment imperméables.

- Quand la matière organique n'a pas été suffisamment enfouie, on a des schistes bitumineux («oil shales») qu'il faut chauffer à 450°C pour extraire les hydrocarbures.
- Quand l'enfouissement a été suffisant (température de 70/80°C correspondant à un enfouissement moyen de deux à trois kilomètres), la matière organique se transforme progressivement en hydrocarbures liquides on parle alors de pétrole de schistes («shale oil, tight light oil»).
- Si l'enfouissement a été plus important et que la roche-mère a été portée à plus de 100°C, on a formation d'hydrocarbures gazeux, on parle alors de gaz de schistes («shale gas»).

Il n'existe donc pas de limite nette entre ces différents types d'hydrocarbures de roche mère. Ainsi on passe très progressivement de schistes bitumineux à des pétroles de schistes contenant des hydrocarbures liquides de plus en plus légers (condensats) puis à du gaz de schistes «humide» (éthane, propane, butane) et enfin à du gaz de schistes «sec» (méthane). Dans un même bassin sédimentaire on peut donc trouver, à partir de la même roche-mère, du pétrole et du gaz de schistes ainsi que des gisements conventionnels si les hydrocarbures qui ont migré en dehors de cette roche-mère ont été piégés dans un réservoir.

Estimation des ressources

En comparaison des gisements conventionnels, les conditions géologiques nécessaires à la présence d'hydrocarbures de roche-mère sont beaucoup plus simples à réunir. La couche que l'on va chercher à produire joue tout à la fois le rôle de roche mère générant les hydrocarbures, de réservoir contenant les hydrocarbures et du fait de ses caractéristiques pétrophysiques de couverture et de piège. La seule présence d'une couche riche en matière organique constitue donc potentiellement un objectif.

Contrairement à un objectif conventionnel dans lequel les hydrocarbures se sont naturellement concentrés dans un volume restreint (le piège), il s'agit d'hydrocarbures diffus dans la roche répartis sur des surfaces très importantes. Il est alors nécessaire de bien distinguer :

- Les volumes d'hydrocarbures en place (OIP : Oil In Place ; GIP Gas In Place) : c'est le chiffre (ou la fourchette de chiffres) fourni suite à l'étude géologique. Il représente la totalité des hydrocarbures dans une couche donnée pour

une zone donnée.

- Les ressources techniquement récupérables : c'est la part des hydrocarbures en place qu'il est techniquement possible de produire. En toute rigueur il faudrait préciser la technique envisagée.
- Les ressources économiquement récupérables : c'est la part des ressources techniquement récupérables qu'il serait économiquement rentable de produire. Ces ressources dépendent donc du coût de production mais aussi du prix de vente des hydrocarbures produits.
- Les réserves prouvées. Ce sont les ressources récupérables parfaitement identifiées, certifiées et dont le plan de développement est en cours ou déjà financé.

Les hydrocarbures de roche-mère n'en sont qu'au début de leur production et même de leur exploration, les valeurs publiées sont généralement des ressources techniquement récupérables. Dans la grande majorité des bassins (hors des USA), la phase d'exploration commence juste et le taux de récupération (le coefficient permettant de calculer les ressources techniquement récupérables à partir du volume des hydrocarbures en place) n'est souvent qu'une estimation par analogie avec des bassins américains connus.

Ressources techniquement récupérables (RTR)	Pétrole de schistes (milliards de barils)	Gaz de schistes (Tcf)
Monde	345 (+11% des RTR mondiales)	7 201 (+47% des RTR mondiales)
USA	58	567
Europe	13	470
France	1 à 2 (Bassins de Paris)	7 à 76

USEIA, 2013 sauf pour la France

Les valeurs publiées sont donc très incertaines mais montrent cependant l'importance de cette ressource :

D'après les dernières estimations, les ressources techniquement récupérables de gaz naturel du monde seraient augmentées de 47% ce qui est considérable. De nouveaux pays gaziers apparaîtraient alors dans le paysage énergétique mondial comme la Chine (1115 Tcf), l'Argentine (802 Tcf) ou confirmeraient leur place comme l'Algérie (707 Tcf).

Si l'augmentation des ressources techniquement récupérables liée au pétrole de schistes est moindre (+11%), il faut garder à l'esprit que les estimations pour ces hydrocarbures liquides de roche mère commencent juste et que de nombreux bassins n'ont pas été évalués.

Quant à la France, si le volume de pétrole de schistes en place dans le bassin de Paris est bien documenté (16 milliards de barils d'après Monticone et al., 2011), l'estimation de un à deux milliards de barils (soit une production potentielle de

10% de notre consommation actuelle pendant 15 à 30 ans) est plausible. Pour l'estimation du potentiel français en gaz de schistes notamment dans le bassin du Sud-Est, les estimations sont plus incertaines. Seuls des puits pilotes, réalisés dans des conditions proches de la production pourront permettre de cerner le volume de cette ressource. Pour fixer les idées, une valeur de l'ordre de 18 à 20 Tcf, soit dans la partie basse de la fourchette indiquée, couvrirait 50% de notre consommation actuelle pendant 30 ans. Ces valeurs sont également à mettre en regard de nos dépenses annuelles en matière d'importation de gaz et de pétrole qui se montent à plus de 60 milliards d'euros.

Méthodes actuelles de production

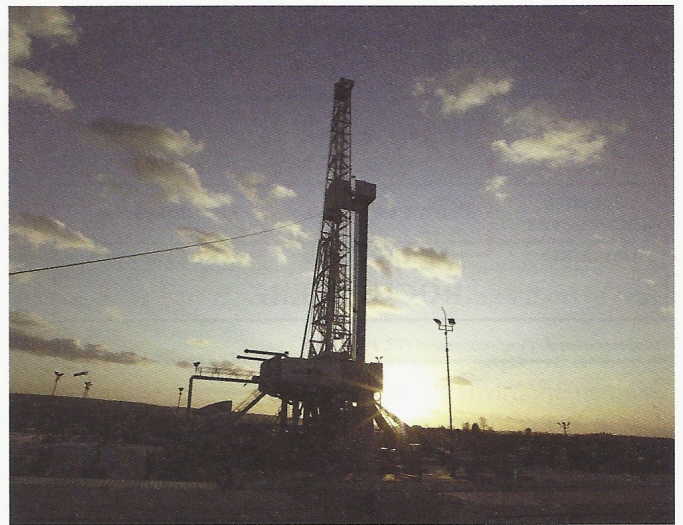
Principe

La loi de Darcy nous l'enseigne : pour une perte de charge hydraulique donnée, plus une roche est perméable, plus grand sera le débit d'un fluide qui s'écoule au travers d'elle. Or une roche mère, siège de l'accumulation de matière organique et de l'évolution de celle-ci en hydrocarbures liquides ou gazeux, est caractérisée par une perméabilité infime : 10 000 fois plus faible que celle des réservoirs conventionnels. Il n'y a par conséquent aucune chance qu'un hydrocarbure qui s'y trouverait piégé puisse s'écouler naturellement.

Une production d'un tel hydrocarbure ne sera possible que si la perméabilité de la roche mère est artificiellement augmentée, par exemple en créant un réseau de microfissures venant connecter les hydrocarbures piégés dans la roche mère au puits de production. Pour ce faire, l'option la plus performante sur le plan technico-économique est de porter un fluide (de l'eau en l'occurrence) à un niveau de pression tel qu'en fond de puits, la pression créée excède la pression de cohésion de la roche, laquelle se fissure alors. C'est le principe de la fracturation hydraulique.

Si on fore un puits vertical dans ce type de roche, seuls seront drainés les hydrocarbures contenus dans la zone d'influence du puits, soit un volume très restreint limité à la hauteur de la couche de roche mère et d'extension latérale limitée. Une production industrielle nécessiterait alors le forage d'un grand nombre de puits verticaux, créant une densité de puits forés non seulement non économique mais également potentiellement impactante sur le plan environnemental. Pour augmenter la surface de contact puits/roche et accroître l'extension des zones drainées, on recourt à des puits horizontaux, la zone de drainage étant dimensionnée par la longueur du drain horizontal² et non plus l'épaisseur de la couche. L'utilisation de telles architectures de drainage est aujourd'hui devenue la norme, couplant une dizaine de drains horizontaux à un même puits vertical. Les zones superficielles (jusqu'à 500 m de profondeur), sièges des aquifères exploités, ne sont donc traversées qu'une seule fois ce qui minimise ainsi la probabilité d'occurrence d'éventuels incidents.

La technique de fracturation hydraulique est utilisée depuis plus de 60 ans par l'industrie pétrolière, pour améliorer la productivité des puits de certains réservoirs conventionnels



et augmenter ainsi le taux de récupération des hydrocarbures en place. Plus de deux millions de fracturations hydrauliques ont ainsi été réalisées. De même, le forage horizontal est utilisé en routine par l'industrie depuis une vingtaine d'années. La fracturation hydraulique combine donc des technologies éprouvées. C'est la combinaison de ces deux technologies (fracturation et forage horizontal) et l'intensité des opérations de fracturation qui constituent aujourd'hui un mode de production nouveau.

Composition du fluide de fracturation

Le fluide de fracturation est constitué principalement d'eau (pour près de 95%) et de sable (pour près de 5%), le sable étant injecté dans les fissures pour empêcher que celles-ci ne se referment lors de la mise en production. Rentrent également dans la composition du fluide de fracturation (pour moins de 0,5% de la composition) quelques additifs chimiques utilisés pour faciliter l'injection du fluide de fracturation et la mise en production du puits. Ces additifs chimiques répondent à des fonctions opératoires bien précises. On compte ainsi notamment un additif viscosifiant le fluide de fracturation afin de retarder la sédimentation du sable qu'il transporte et éviter ainsi la formation d'un bouchon en fond de puits, un acidifiant pour accroître l'injectivité du fluide, un biocide pour éviter la prolifération de bactéries qui pourraient dégrader les autres additifs chimiques. Au total, c'est une dizaine d'additifs qu'une opération de fracturation hydraulique met en jeu, ces additifs étant aujourd'hui identiques à ceux de produits d'utilisation courante et à faible impact environnemental.

Pour autant, compte tenu des difficultés d'acceptation de cette technologie (bilan en eau, maîtrise des risques environnementaux) et en dépit d'un rapport³ de l'académie des sciences américaine, il convient d'identifier quelles pourraient être les alternatives et d'en déterminer la faisabilité technico-économique.

Quelles alternatives à la fracturation hydraulique ?

On peut classer les alternatives à la fracturation hydraulique en deux catégories selon qu'elles font appel à un mécanisme autre que celui d'exercer une pression sur de l'eau ou qu'elles

utilisent des fluides autres que l'eau. S'agissant des techniques de la première catégorie, on peut citer les techniques :

- utilisant un effet thermique : cet effet conduit d'une part à la déshydratation des argiles, augmentant leur porosité et leur perméabilité, et d'autre part à la modification de la structure des composés carbonés facilitant la production de gaz ;
- générant une onde de pression par arc électrique. Ces techniques sont encore à l'état de recherche de laboratoire. S'agissant des techniques de la deuxième catégorie, les fluides alternatifs à l'eau peuvent être soit du CO₂ ou de l'azote, utilisés purs ou sous forme de mousse, soit du propane ou du GPL.

Cette dernière option présente plusieurs intérêts : absence de consommation d'eau, productivité accrue du fait de la miscibilité du propane avec les hydrocarbures en place, absence de déstabilisation des minéraux de la roche mère, réduction du nombre d'additifs chimiques. Aujourd'hui, le propane sous forme gélifiée a été utilisé aux États-Unis et au Canada sur près de 2 000 opérations. La technologie au propane présente cependant un inconvénient, celui de l'inflammabilité du propane nécessitant un dispositif de mise en sécurité en surface approprié. La société eCorp a introduit le concept de propane non inflammable⁴ annulant ainsi le risque opératoire en surface.

Ces alternatives, à des stades de maturité variés, demandent pour certaines encore des efforts de recherche et pour d'autres plus avancées telles que l'injection de propane une démonstration à l'échelle pilote pour en démontrer les performances technico-économiques.

Conclusion

Les énergies fossiles participent pour 80% à la fourniture d'énergie dans le monde et resteront encore un composant très majoritaire du mix énergétique dans les décennies qui viennent. L'accès aux nouvelles ressources que constituent les hydrocarbures de roche mère a considérablement changé la donne en matière d'approvisionnement, tant du point de vue des ressources totales aujourd'hui disponibles (il y a ainsi plus de 100 ans de consommation de gaz), que de leur répartition géographique (la croissance de la production de gaz aux États-Unis est de l'ordre de grandeur de la production du Qatar). La géopolitique du pétrole et du gaz s'en trouve modifiée, des pays importateurs comme les États-Unis pouvant reconstituer une capacité d'exportation.

L'accès à ces nouvelles ressources est également un facteur de redynamisation industrielle. L'industrie du raffinage et de la pétrochimie aux États-Unis est en plein renouveau, des investissements considérables sont relocalisés sur leur territoire.

Les ressources en énergies fossiles sont donc aujourd'hui suffisantes pour envisager une transition énergétique sans rupture d'approvisionnement. Pour les pays historiquement importateurs, l'accès à des ressources non conventionnelles n'est pas synonyme d'un accroissement de leur consommation. Elle permet d'abord une réduction de leur dépendance énergétique et une amélioration de leur balance commerciale, la production domestique venant se substituer aux importations. En ce sens, la production des ressources en hydrocarbures de roche mère est compatible avec une transition énergétique, qui se déroulera sur plusieurs décennies. Une synergie entre les différentes énergies pourra émerger, les bénéfices dégagés par l'exploitation des ressources non conventionnelles pouvant contribuer au financement d'énergies alternatives en cours de développement.

Pour autant ces ressources doivent être exploitées de façon respectueuse vis-à-vis de l'environnement. Les technologies et les modes de production ont considérablement évolué en peu d'années. Elles doivent encore s'améliorer. Des alternatives à la fracturation hydraulique telle qu'elle est pratiquée aujourd'hui apparaissent. Démontrer leur faisabilité industrielle est indispensable. Ceci devra être l'objet de démonstrations sur sites pilotes à fin scientifique tels que ceux prévus en France par la loi de juillet 2011. ■

¹ 1 Tcf = 1 000 milliards de pieds cubes = ~ 35 Gm³ (35 milliards de mètres cubes) ; la France consomme un peu plus de 1 Tcf de gaz par an (40 Gm³).

² Laquelle peut atteindre aujourd'hui plusieurs kilomètres.

³ «Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales» ; Thomas Darrah et al ; rapport PNAS (15 septembre 2014).

⁴ Par modification du propane C₃H₈ en heptafluoropropane C₃HF₇.