

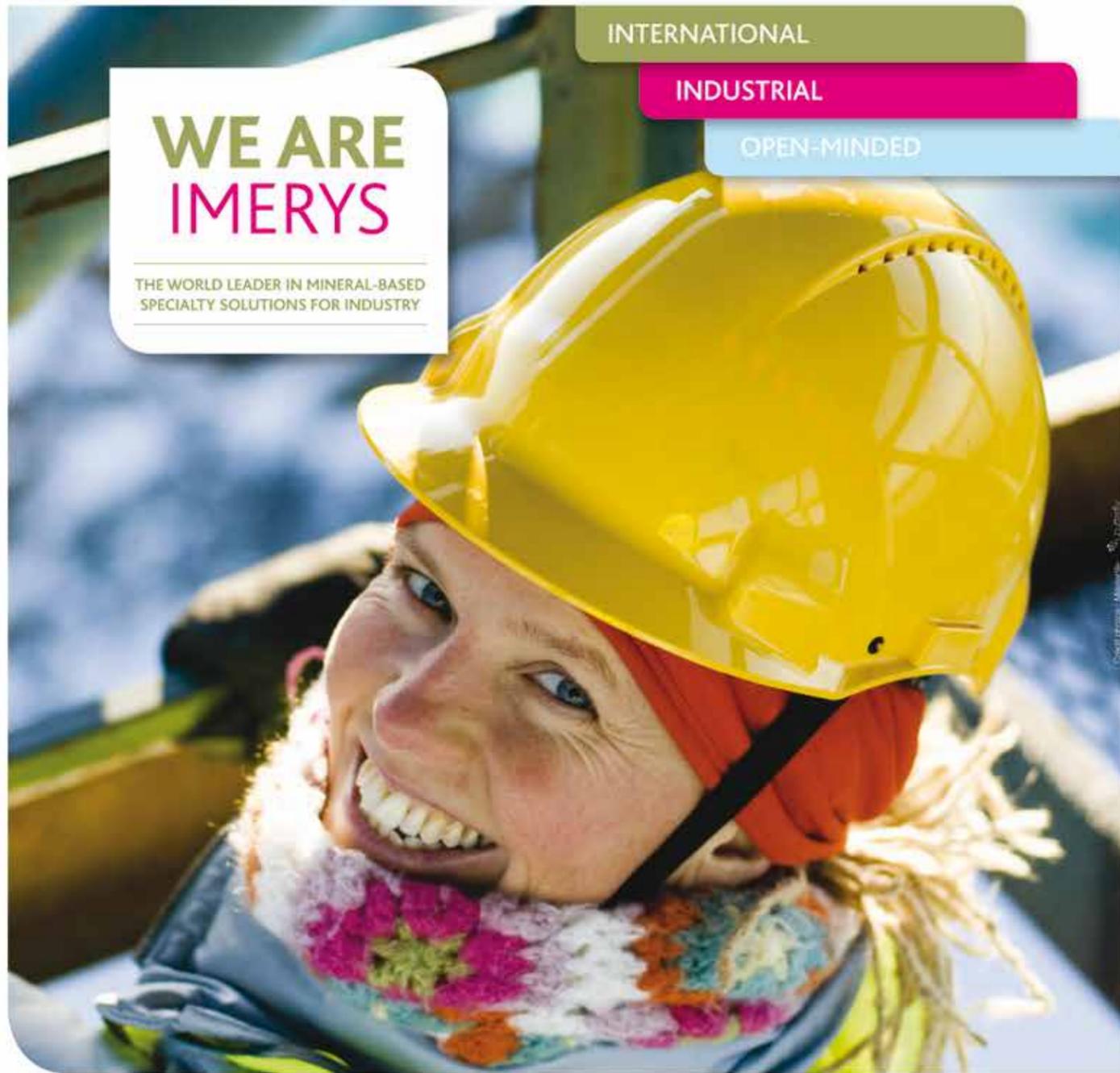
INTERNATIONAL

INDUSTRIAL

OPEN-MINDED

**WE ARE
IMERYS**

THE WORLD LEADER IN MINERAL-BASED
SPECIALTY SOLUTIONS FOR INDUSTRY



■ With over 15,800 employees, 245 industrial sites in 50 countries and 28 research & development centers, and over 3.7 Billion Euros in revenue, Imerys transforms a unique range of minerals to deliver essential functions to its customers' products and processes.

■ We are currently recruiting in Marketing and Strategy, Geology and Mining, Engineering and Projects, Finance.

■ We are looking for uncommon women and men who are from a variety of backgrounds, experiences and cultures, who thrive on challenges, and who approach each day with curiosity, open-mindedness and a positive outlook. At Imerys, our employees can have a global career throughout the world or stay locally with opportunities to network internationally.

With Imerys, the world leader in mineral-based specialty solutions for industry, you will transform to perform.

www.imerys.com



**BULLETIN D'INFORMATION DE L'ASSOCIATION AMICALE DES
INGÉNIEURS ANCIENS ÉLÈVES DE L'ÉCOLE NATIONALE
SUPÉRIEURE DE GÉOLOGIE**

Ingénieurs géologues

N° Spécial - Géologie et transition énergétique



BULLETIN N°105



DÉCEMBRE 2015



careers.slb.com

85 years of innovation

>115,000 employees
 >140 nationalities
 ~85 countries of operation

Who are we?

We are the world's largest oilfield services company¹. Working globally—often in remote and challenging locations—we invent, design, engineer, and apply technology to help our customers find and produce oil and gas safely.

Who are we looking for?

We need more than 5,000 graduates to begin dynamic careers in the following domains:

- Engineering, Research and Operations
- Geoscience and Petrotechnical
- Commercial and Business

What will you be?

Schlumberger

La Communication dans tous ses états

Site Internet
 Supports multimédia
 Brochures
 PUBLICATIONS
 Salons
 Edition
 Annuaire
 CATALOGUES
 Régie Publiettaire
 Identité Visuelle
 Régie Publiettaire
 Annuaire
 Edition
 Impression-Routage
 REVUES THEMATIQUES
 Catalogues
 Supports multimédia
 ANNUAIRES
 Brochures

Régie Exclusive de l'AAIAE ENSG

- Fédérations
- Grandes Ecoles de Commerce
- Grandes Ecoles d'Ingénieurs
- Salons et Congrès
- Sociétés Savantes
- Universités
- Associations
- Web

ENSEMBLE,
 atteignons votre cible...
 pour la réalisation de vos supports de communication



11, rue Chevreul
 94100 SAINT MAUR DES FOSSES
 Tél. : 01 43 97 40 82
 contact@em-com.fr

www.em-com.fr

¹Based on Fortune 500 ranking 2011.
 Copyright © 2011 Schlumberger. All rights reserved.

L'ingénieur-géologue, acteur incontournable de la transition énergétique.

ÉDITORIAL

Besoins futurs en ingénieurs-géologues : Pourquoi ?

Par Jean-Claude BESOMBES (promo 1958), Sébastien LEMMET (promo 2005) 2

INTRODUCTION

L'ingénieur-géologue du XXI^{ème} siècle » Par Olivier PEYRET (promo 1979), Jean-Marc MONTEL (promo 1982) 4

PARTIE 1 : LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

- De la nécessité d'une vision géologique du changement climatique. Par Edouard BARD (promo 1985) 6
- Les géosciences et l'expertise scientifique, piliers d'une transition énergétique raisonnée. Par Yves BRECHET 8
- L'eau à la veille de la COP21 : une ressource convoitée. Par Ghislain de MARSILY 9

PARTIE 2 : LES SOURCES D'ÉNERGIE ET LEUR IMPACT ENVIRONNEMENTAL. LE RÔLE DES INGÉNIEURS-GÉOLOGUES

Les sources d'énergie carbonées

- La production de pétrole face au changement climatique
Par Marc BLAIZOT (promo 1977), Nathalie ALAZARD (promo 1988) 13
- La production de gaz face au changement climatique
Par Manoëlle LEPOUTRE (promo 1981), Dominique MARION (promo 1984) 20
- Quel avenir pour les « nouveaux pétroles ? »
Par Alain PERRODON (promo 1947), Pierre-René BAUQUIS (promo 1964) 24

Quel avenir pour le charbon ?

- Il faut « sortir du charbon » : pourquoi et comment ? Par Pierre-René BAUQUIS (promo 1964) 27
- Le gaz de couche, avenir du charbon. Par Mathieu SUTTER (promo 1974) 28

Les sources d'énergie non carbonées

- L'uranium au XXI^{ème} siècle. Par Christian POLAK (promo 1986) 29
- Les barrages au service de l'homme. Par Gilbert CASTANIER (promo 1977) 32

PARTIE 3 : LA GESTION DES NUISANCES ET LES SOLUTIONS D'AVENIR. LE RÔLE DES INGÉNIEURS-GÉOLOGUES

La gestion des nuisances

- Le stockage géologique de CO₂ : l'essor d'une nouvelle technologie pour lutter contre le réchauffement climatique
Par Isabelle CZERNICHOWSKI-AURIOL (promo 1984) 35
- Le réaménagement des sites miniers d'uranium. Par Philippe CROCHON (promo 1981) 38
- CIGEO : un projet de stockage de très longue durée de déchets radioactifs.
Par Thibault LABALETTE, Frédéric PLAS (PROMO 1985), Christine TRENTESAUX-HAMAMDJIAN
et Sébastien FARIN, La rédaction 41

Les sources d'énergie non carbonées

- Solaire, éolien, besoins en métaux et terres rares. Par Marc CHAPUIS (promo 1985), La rédaction 42
- Le lithium : métal du XXI^{ème} siècle dans la lutte contre les émissions de CO₂ et les changements climatiques
Par Jean-Claude SAMAMA (promo 1959) 43
- L'hydrogène naturel : une source potentielle d'énergie propre et renouvelable ?
Par Eric DEVILLE et Alain PRINZHOFER, La rédaction 48

Besoins futurs en ingénieurs-géologues : pourquoi ?

Jean-Claude BESOMBES (promo 1958). Rédacteur en chef

Sébastien LEMMET (promo 2005). Président de l'Association des anciens élèves de l'ENSG

Pourquoi publier ce numéro spécial intitulé « L'ingénieur-géologue, acteur incontournable de la transition énergétique » ?

A la fin de l'année 2015, s'est tenue, à Paris, la COP21, conférence des parties prenantes du protocole de Kyoto. Son objectif était d'aboutir à des décisions contraignantes pour les Etats participants, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, responsables du réchauffement climatique. Cet objectif, très clair, nous concerne directement puisqu'il s'agit de mettre en œuvre des solutions pour fournir à l'humanité l'énergie dont elle va avoir besoin tout en réduisant, voire supprimant les nuisances qu'elles engendreront.

Variations climatiques, réchauffement climatique, dérèglement (?) climatique (quelles sont ces règles climatiques qui seraient violées ?), gaz à effet de serre : GES, énergies renouvelables : EnR (plutôt sources d'énergie alternatives ?), transition énergétique, efficacité énergétique, développement durable, etc... Voilà bien des formules qui se réfèrent toutes aux mêmes questions : quel a été, quel est et quel sera l'impact des activités humaines sur le climat futur ? Et qui se réfèrent aussi à une seule préoccupation : quelles en seront les conséquences pour l'humanité ?

Il est admis que ce sont essentiellement nos activités de production et d'utilisation de l'énergie, par le CO₂ qu'elles émettent, qui interviendraient dans l'évolution constatée et à venir du climat de notre planète. Quelle est la part de cette responsabilité humaine comparée aux variations naturelles du climat ? Insignifiante ? Équivalente ? Majoritaire ? Nous, géologues, sommes dans l'incapacité de répondre à cette question. Autant nous savons reconstituer les climats du passé en analysant leurs traces dans les objets géologiques que nous étudions, autant nous n'avons aucune compétence pour prévoir l'avenir : nous ne sommes pas climatologues. Aussi nous n'entrerons pas dans ce débat. Par contre il est des domaines où nous pouvons et devons nous exprimer.

Tout le monde s'accorde à dire que la population mondiale va continuer de croître, passant de 7 milliards aujourd'hui à 9 voire 10 milliards dans quelque décennies. De même il est évident que de nombreux pays, qui représentent ou vont représenter une part importante de la population mondiale, sont en « émergence économique » et que leurs populations aspirent à voir leur niveau de vie augmenter. Ces deux facteurs s'ajoutant, nous pouvons prédire que les besoins en énergie primaire de l'humanité vont aller croissants. De nombreux scénarios sont proposés, étudiés, discutés : ils s'accordent pour prédire que cette demande devrait sensiblement, doubler d'ici la seconde moitié de ce siècle, passant de

12 gigatep (tep : tonne-équivalent-pétrole) aujourd'hui à 20 gigatep, voire plus, avant la fin du siècle.

Actuellement la fourniture de cette énergie repose presque exclusivement sur l'utilisation de combustibles fossiles carbonés (plus de 80%) : charbon, pétrole et gaz naturel ; le reste étant fourni par l'hydraulique, le nucléaire et très accessoirement les énergies renouvelables (EnR : solaire, éolien, biomasse, géothermie, marin).

Si l'on veut minimiser les conséquences de nos comportements sur l'évolution climatique il va falloir réduire ce qui en est une des causes principales : l'émission des GES, donc réduire l'utilisation des combustibles fossiles carbonés et, par conséquent, développer les autres sources énergétiques.

De nombreux scénarios, plus ou moins ambitieux, sont proposés, dont personne, à l'heure actuelle, ne peut dire lequel sera opérationnel dans les décennies à venir. Maintes contraintes interviendront : techniques, économiques et/ou politiques. Quelles seront les parts respectives des diverses sources énergétiques ? Nul ne peut le prédire. Seule certitude : toutes seront nécessaires, et, bien évidemment, il faudra faire appel aux ingénieurs-géologues dans tous ces domaines :

- Il faudra rechercher et mettre en production de nouveaux gisements d'hydrocarbures, car nous continuerons à en avoir besoin. Ils seront de plus en plus difficiles à trouver et à exploiter ; ils seront donc de plus en plus coûteux, que ce soit du gaz naturel, du pétrole dit « conventionnel » ou des hydrocarbures non conventionnels dits de « roches-mères ».
- Le charbon, principal responsable d'émission de GES et autres polluants, il faudra, tôt ou tard, l'abandonner, tout au moins comme combustible ; son avenir pourrait être dans la production de gaz de couche.
- L'uranium, pratiquement seul combustible des centrales nucléaires actuellement, sera toujours nécessaire car son utilisation ne produit pas, ou très peu, de GES.
- La grande hydraulique sera toujours d'actualité et sera développée partout où cela sera possible.

Mais cela ne se fera pas sans conséquences :

- Il continuera à y avoir des émissions de CO₂ et une des solutions envisagées consistera à piéger ce gaz et à le stocker sous terre.
- Les exploitations minières ne pourront pas être laissées à l'abandon : le réaménagement des sites miniers sera la phase ultime d'une exploitation.
- Au même titre que l'utilisation des substances carbonées produit du CO₂ que l'on stockera en profondeur dans des structures géologiques ad hoc, l'utilisation de l'uranium

produit des «déchets radioactifs» que l'on envisage, aussi, de stocker en profondeur dans un environnement géologique propice.

Et puis il y a les nouvelles sources d'énergie, a priori non émettrices de GES qu'il va falloir développer :

- La géothermie déjà largement mise en œuvre dans les environnements géologiques favorables : ces sites sont, actuellement, peu nombreux et géographiquement très localisés en ce qui concerne la géothermie de haute énergie. Par contre dans le domaine de la basse énergie des applications de plus en plus nombreuses apparaissent pour améliorer l'autonomie énergétique des bâtiments.
- Le solaire et l'éolien : technologies très en vogue et dont la mise en œuvre croît très rapidement ; là nul besoin de prospecter et exploiter une ressource énergétique, elles sont naturellement à disposition. Toutefois les technologies nécessaires à leur utilisation nécessitent de faire appel à de nouveaux matériaux, métaux et terres rares.

- L'utilisation de l'électricité hors réseau de distribution ne peut se faire sans un stockage transitoire dans des piles ou des batteries. Afin d'augmenter leur capacité de stockage tout en réduisant leur encombrement, l'usage du lithium va s'intensifier.
- Enfin une nouvelle source d'énergie fait toujours rêver: l'hydrogène ! Nous ne parlons pas ici de son utilisation dans la fusion thermonucléaire, mais de l'utilisation de l'hydrogène naturel comme combustible électrogène. On commence à mettre en évidence des gisements d'hydrogène en terre et une première application industrielle, certes modeste, a vu le jour récemment au Mali.

Il est certain que dans tous ces domaines, quelle que soit leur importance respective à l'avenir, l'intervention des ingénieurs-géologues sera incontournable. Il n'est donc pas excessif d'affirmer que notre profession a de beaux jours devant elle.

Index des annonceurs

SCHLUMBERGER	2 ^e de Couverture
IMERYS	4 ^e de Couverture

Comité de rédaction : Jean-Claude Besombes, Guy Bonifas, Sébastien Lemmet, Gildas Omnes et Jacques Touret.

Illustration de couverture : © Valérie Hugo : «Gotham City - When nature strikes back». Sérigraphie limitée à 29 tirages. Tous droits réservés. www.valeriehugo.com.

Adresse de l'Association : AAIAE ENSG, 2 rue du Doyen Marcel Roubault - TSA 70605

54518 Vandoeuvre-les-Nancy Cedex - Tél. : 03 83 59 64 15 / Fax : 03 83 59 64 64 - E-mail : association@geoliens.org

L'ingénieur-géologue du XXI^{ème} siècle

Jean-Marc MONTEL (promo 1982). Directeur de l'École Nationale Supérieure de Géologie

Olivier PEYRET (promo 1979). Président du Conseil de l'École Nationale Supérieure de Géologie

Introduction

Au moment où nous écrivons ces lignes, nous recevons deux signaux apparemment contradictoires. D'un côté il se prépare à Paris, un sommet sur le climat, où l'on va parler de réchauffement climatique, de développement durable et d'épuisement des ressources naturelles. D'un autre, les cours des matières premières ont atteint des niveaux très bas, parce que l'offre est supérieure à la demande, et les analystes pensent que cette situation va durer un certain temps, probablement plusieurs années. La contradiction n'est qu'apparente, elle ne repose que sur une différence de période d'analyse, entre une perspective à long terme, la fin du XXI^{ème} siècle, où les modifications climatiques créées par l'injection massive de gaz à effet de serre risquent d'avoir des effets irréversibles, et où la population mondiale devrait atteindre un maximum, et le court et moyen terme, où la production de matières premières reste abondante et sans tension majeure.

Les préoccupations traitées par la COP21 sont très sérieuses mais doivent être formulées en des termes justes et non catastrophistes. Non, la planète n'est pas en danger. Elle se moque bien des perturbations causées par l'homme, qui, dans son histoire, ne représentera qu'un bref instant. Non, la biosphère n'est pas en danger. Il est vrai que de très nombreuses espèces disparaissent actuellement, et le processus se poursuivra de nombreuses années, parce que, suivant un mécanisme bien rodé, une espèce envahissante (l'Homme) est entrée en compétition avec une bonne partie des autres et déséquilibre tous les écosystèmes. Même l'homme n'est probablement pas en danger, car ses capacités de survie en tant qu'espèce intelligente et organisée n'ont probablement pas de limite. Ce qui est en cause c'est notre mode de vie. L'évidence s'est imposée à tous : il n'est pas possible d'offrir à toute la population humaine, le mode de vie dont les pays développés jouissent en ce moment, si l'on utilise les mêmes méthodes pour y parvenir. Comme il n'est pas acceptable de renoncer à cet idéal d'une amélioration des conditions de vie de toute l'humanité, le XXI^{ème} siècle s'annonce riche en défis de première importance. Comment offrir à chacun les bienfaits tangibles et indiscutables du progrès technique : la possibilité de vivre vieux et en bonne santé, la quasi-disparition des maladies infectieuses, en particulier celles qui tuent les enfants, la mise à disposition d'une nourriture saine et abondante, la généralisation de logements qui offrent une protection contre les catastrophes naturelles, la possibilité de s'instruire, de se cultiver et de travailler moins dur pour le même niveau de vie ? Comment mobiliser et utiliser au mieux les ressources de la planète pour simultanément augmenter le bien-être de

ses habitants et transformer nos modèles de production et de consommation pour les rendre permanents. Dans l'expression «développement durable», il faut certes se préoccuper du «durable» mais ne pas oublier le «développement» qui concerne plus de 3 milliards d'êtres humains.

1. Le rôle de l'ingénieur-géologue

Assurément rien ne se fera sans les géosciences, les géologues et les ingénieurs-géologues. Le sous-sol reste l'un des compartiments dont l'homme peut extraire les ressources dont il a besoin. Si les mines se sont éloignées de notre territoire (au moins du territoire métropolitain), elles restent le seul moyen d'augmenter le capital de métal disponible à la surface de la Terre pour construire et faire tourner les installations dont nous avons besoin pour vivre, quel que soit le modèle de développement choisi. Si nous voulons mettre en place les usines et les centrales énergétiques de demain, celles qui nous permettront un jour de nous passer des énergies fossiles, nous avons besoin de continuer à valoriser les gisements métalliques ou non métalliques de matières premières et augmenter le stock de métal disponible. Pour transformer ce stock en capital, il nous appartient en parallèle de le faire fructifier en augmentant son efficacité et en le recyclant. Les métaux dont nous avons besoin pour la transition énergétique sont encore dans le sous-sol. Les ressources ultimes disponibles, autrement dit le capital métallique accessible, ne sont pas connues. Elles n'ont assurément rien à voir avec les réserves déclarées par les compagnies minières, qui, mal interprétées, annoncent toujours la fin du monde pour dans 50 ans.

Rien ne se fera non plus sans énergie. Gaz, pétrole, charbon, uranium sont encore présents en abondance. La «crise» des gaz et huiles de roches-mères a clairement montré que les ressources énergétiques du sous-sol sont bien plus abondantes que prévu. Suivant un mécanisme bien connu de l'industrie minière, un nouveau type de gisement a été trouvé (les gaz et huiles de roches-mères), et mis en exploitation. Exactement comme l'on a, au XIX^{ème} siècle, remplacé l'exploitation des pépites et paillettes d'or dans les rivières par celle de la montagne d'ou elles provenaient. C'est plus difficile, c'est plus cher, le coût environnemental est plus élevé, mais la réserve est gigantesque. Dès lors il ne faut pas compter sur la géologie pour nous obliger à changer de modèle de développement. Nous sommes confrontés à notre propre responsabilité et à nos propres choix : qu'allons-nous faire de ce potentiel énergétique, qui contrairement au stock métallique n'est pas un capital ?

L'eau est une troisième ressource indispensable au bien-être des hommes et l'un de ses besoins les plus primitifs. Ici, la situation est plus préoccupante puisque les ressources fossiles sont déjà très largement entamées. L'eau potable doit dès à présent être gérée de façon durable. Tous les moyens technologiques et conceptuels pour y parvenir sont déjà disponibles.

Le quatrième défi qui nous concerne, nous ingénieurs-géologues, est celui de l'aménagement de la planète. Il faut construire, entretenir et adapter les infrastructures nécessaires pour faire vivre 10 milliards d'habitants (scénario médian de l'ONU) en 2100. L'élévation inéluctable du niveau de l'Océan nécessitera des travaux colossaux pour protéger les populations des villes côtières, en particulier les mégapoles. Il faut également les protéger des événements climatiques extrêmes, des séismes, du risque volcanique. Les pluies plus abondantes prévues par les scénarios climatiques multiplient les risques de coulées de boue, de glissement de terrain, d'inondation. Les effets des vagues de chaleur peuvent être en partie limités par une construction adaptée. Le sous-sol est aussi devenu un compartiment à part entière de l'activité humaine : c'est une source de chaleur et de froid pour la régulation de la température des bâtiments, c'est un lieu de stockage de l'énergie et de déchets ultimes, voire de gaz à effet de serre.

Le géologue a une relation particulière à la planète. La Terre est son objet d'étude. Il l'appréhende dans sa globalité dans le temps et dans l'espace. Pour lui, c'est un système unique, global, physique, chimique, biologique. Il sait que ce qui se passe à 2 000 km de profondeur peut avoir une incidence sur ce qui se passe à la surface. Il sait que la Terre a une histoire, faite de cycles qui se répètent, mais également de grands événements uniques et irréversibles. Il sait que la Terre peut réguler son fonctionnement, mais ses échelles de temps ne sont pas celles des Hommes. Il sait que l'on ne peut raisonner sur le fonctionnement de la Terre que si l'on se préoccupe de toutes les échelles simultanément, du site cristallin à la chaîne de montagnes. Il sait enfin qu'aucune modélisation n'a de sens que si elle est nourrie de et est confrontée à des données fiables, vérifiées et admises par la communauté scientifique.

2. La place de l'École de géologie de Nancy

La vocation de l'École est, depuis sa création, de mettre «la géologie aux services des hommes», en formant des ingénieurs-géologues. Dans sa version moderne, l'ingénieur-géologue est un spécialiste de l'utilisation raisonnée et durable du sous-sol, des ressources que l'on peut en extraire et de leurs

usages, de ses capacités de stockage, et de la façon dont il peut être aménagé. En outre, l'ingénieur-géologue, par son mode de raisonnement particulier, peut contribuer de façon significative à résoudre des problèmes d'ingénierie qui dépassent le domaine des géosciences. Le raisonnement géologique étudie en effet, dans une démarche naturaliste, des objets inconnus à priori. Il repose sur l'observation et la mesure d'indices, directs ou indirects, sur leur validation, leur mise en cohérence et leur hiérarchisation. Il accorde une grande importance à l'histoire des objets, qui détermine en partie leurs propriétés actuelles. L'ingénieur-géologue a l'habitude de manipuler des échelles de temps et d'espace très contrastées (depuis l'événement quasi instantané jusqu'au milliard d'années, du site cristallin à la chaîne de montagnes). Son raisonnement s'apparente plus à celui du médecin qu'à celui de l'ingénieur classique qui, ayant construit l'objet qu'il étudie, en connaît toutes les propriétés.

Le projet de formation actuel de l'École repose sur trois valeurs essentielles : l'exigence d'un très haut niveau technique et scientifique («excellence»), l'honnêteté intellectuelle et la modestie qu'exige la complexité du sous-sol («intégrité»), une perception aiguë des conséquences humaines et environnementales de ses décisions, avis, et propositions techniques («responsabilité»). Il s'attache à donner des bases scientifiques solides, qui seules sont durables dans une vie d'ingénieur. Il met en avant l'importance des données tangibles, vérifiables, mesurées avec rigueur. Il apprend aux élèves à n'accepter que les modèles réfutables, capables de prédire des données observables. Il met enfin en avant les valeurs humaines, car seuls les projets guidés par la recherche du bien commun méritent que l'on y consacre des moyens.

Conclusion

Le défi du développement durable de la planète et de ses hommes est formidable. Les ressources énergétiques et métalliques existent. Les concepts scientifiques et les moyens de les transformer, par l'ingénierie, en projets concrets et utiles ont atteint un niveau extraordinaire de sophistication et d'efficacité. En réalité, le XXI^{ème} siècle nous confronte à nous-mêmes, à notre propre capacité à nous transformer et à accepter de nouveaux modes de fonctionnement, plus durables, plus justes, plus solidaires. La COP21 est une réunion politique, et c'est bien un problème politique, au sens premier du terme, un problème de la Cité, celle des citoyens, qu'elle doit chercher à résoudre. L'ingénieur-géologue restera lui, comme toujours, au service de l'humanité.

De la nécessité d'une vision géologique du changement climatique

Edouard BARD (promo 1985). Professeur au Collège de France, titulaire de la chaire de l'évolution du climat et de l'océan. Membre de l'Académie des Sciences. Membre de l'Academia Europaea et de la National Academy of Sciences des USA

La surface terrestre se réchauffe depuis un siècle et cette évolution devrait se poursuivre en raison de l'augmentation des teneurs atmosphériques en gaz à effet de serre liée aux activités humaines. Cette tendance, lente à l'échelle d'une vie, fait que notre perception du changement climatique est plutôt marquée par la variabilité aux échelles interannuelles à décennales, régionales ou mondiales, dont l'origine est essentiellement naturelle.

Par ailleurs, les différentes perturbations du système climatique conduisent à une variation transitoire qui évolue vers un nouvel état d'équilibre dynamique. Certaines composantes du système, comme l'océan ou les calottes de glace, présentent une grande inertie et ralentissent le retour à une nouvelle stabilité climatique, mais vers des états d'équilibre très différents de ce que nous connaissons aujourd'hui.

Il est donc quasiment impossible pour les humains de ressentir vraiment le changement climatique en cours et de percevoir ses conséquences sur l'environnement et les écosystèmes. C'est pourquoi, la modélisation numérique qui permet de se projeter dans un avenir virtuel est particulièrement utile pour appréhender ce phénomène. De la même façon, il est aussi crucial de se tourner vers la réalité du passé lointain pour observer des changements de l'équilibre climatique correspondant à des perturbations naturelles du bilan radiatif terrestre, d'ampleur similaire à celles causées par nos activités industrielles.

Cette archéologie du climat, ou paléoclimatologie, permet de documenter assez précisément les impacts du changement climatique sur le niveau marin, sur la disparition totale ou partielle de calottes de glace, sur des modifications drastiques du cycle de l'eau sur les continents avec l'apparition ou la disparition de lacs et de fleuves, et sur des variations massives de la séquestration du carbone dans l'océan et la biosphère continentale.

L'année 2100 nous semble encore très éloignée avec ses perspectives de réchauffement de 3 à 5°C et près d'un mètre d'élévation du niveau marin si nous ne faisons rien pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Pourtant, ce que nous voyons à des horizons plus lointains nous montre que des changements majeurs et quasiment irréversibles sont aussi prévisibles à l'échelle de quelques siècles à plusieurs millénaires. Il est par exemple stupéfiant d'imaginer un monde sans calotte du Groenland, ce qui serait clairement possible si les émissions de CO₂ vers l'atmosphère continuaient de croître.

Savoir si nous devons nous soucier de ces perturbations à très long terme est un choix éthique difficile. Mais étudier ces évolutions nous donne les moyens de comprendre les mécanismes et de prendre la pleine mesure de l'empreinte humaine sur l'équilibre environnemental de la Terre.

Le réchauffement climatique causé par l'injection de gaz carbonique d'origine anthropique constitue donc l'un des risques majeurs auxquels l'humanité devra faire face dans les prochaines décennies. Ce problème, qui nous concerne tous et dont nous portons une part variable de responsabilité au travers de notre consommation individuelle et collective en énergies fossiles, est sans précédent dans son aspect complexe et difficile à prévoir. Cette difficulté de la prévision climatique est liée en partie non seulement à la complexité du climat, mais aussi aux incertitudes sur l'injection future en gaz carbonique par les nombreuses activités humaines disséminées à l'échelle de la planète.

Nos sociétés ont déjà fait face à d'autres risques, notamment à des problèmes affectant l'environnement ou la santé humaine (détérioration de la couche d'ozone, pluies acides, pollutions chimiques, radioactivité, manipulations génétiques, amiante, ondes électromagnétiques, nanoparticules...). Ces différents risques posent ou ont posé des problèmes scientifiques et techniques engendrant également des problèmes éthiques. Néanmoins, aucun d'entre eux ne présente le niveau de complexité du changement climatique.

Prévoir l'évolution du climat oblige à considérer le système climatique à la fois dans sa globalité et dans ses menus détails. Il est nécessaire d'appréhender cette complexité à toutes les altitudes, depuis la stratosphère jusqu'à l'océan profond, et à toutes les latitudes, depuis les calottes de glace polaires jusqu'aux tourbières tropicales. L'échelle des processus physicochimiques varie depuis d'invisibles noyaux de condensation jusqu'aux cellules de convection de Hadley mettant en mouvement une grande partie de la masse atmosphérique. Cette diversité spatiale s'accompagne d'une extrême diversité dans les échelles de temps : des éruptions volcaniques durant quelques jours doivent être prises en compte au même titre que de lentes variations de la géométrie de l'orbite terrestre, qui s'étalent sur des millions d'années.

En conséquence, il est impossible à une seule personne de conduire des recherches pointues et de s'exprimer avec compétence sur tous les sujets, que ce soit à destination d'autres scientifiques, de décideurs, de journalistes ou du grand public. Cette diversité dans l'espace, dans le temps et dans la

nature même des processus rend nécessaire la communication et la collaboration entre scientifiques venant d'horizons très variés, depuis la biologie moléculaire jusqu'à l'astrophysique, ... en passant évidemment par la géologie !

Une telle synergie des connaissances est indispensable et fructueuse. Le risque de dérive vers une dilution des compétences aboutissant à un consensus inutile est évité grâce aux débats ouverts entre chercheurs et aux mécanismes qui régissent l'expertise scientifique. La communauté qui s'occupe de climatologie fonctionne avec la même rigueur et les mêmes critères que les autres domaines scientifiques, comme la physique, la chimie ou la biologie : publication détaillée des résultats, évaluation des travaux par les pairs, reproduction des mesures et des calculs par des groupes totalement indépendants, débats lors de colloques internationaux ouverts à tous les scientifiques, qui peuvent alors exposer leurs accords et désaccords.

Les climatologues ont néanmoins été les premiers à s'organiser au niveau international dans le cadre des Nations Unies, avec pour objectif d'évaluer les informations scientifiques disponibles et de fournir aux gouvernants et décideurs des synthèses techniques sur l'impact du changement climatique. C'est ainsi que le GIEC a été mis en place en 1988 par l'Organisation météorologique mondiale et l'organisation des Nations Unies. Il établit régulièrement un rapport de synthèse des résultats scientifiques acquis sur les changements climatiques récents et les scénarios plausibles pour le futur.

Il faut souligner que le GIEC ne se substitue pas aux efforts des chercheurs en climatologie et n'est donc pas une agence supplémentaire qui réaliserait des recherches originales. Son objectif fondamental est de compiler et de synthétiser les informations scientifiques disponibles et de fournir aux gouvernants, aux décideurs et aux médias des rapports succincts sur la réalité et les projections du changement climatique. Sa raison d'être et sa grande utilité sont justement de fournir le cadre permettant à la recherche scientifique sur le climat d'accomplir un effort complémentaire.

Des enquêtes d'opinion ont montré que les chercheurs en climatologie sont globalement d'accord sur les faits importants comme l'existence du réchauffement depuis un siècle, l'ampleur de la perturbation du bilan radiatif terrestre par les gaz à effet de serre d'origine anthropique et enfin sur l'influence probable de cette perturbation pour expliquer le réchauffement depuis 50 ans. Comme pour d'autres domaines, ce consensus n'est que la partie émergée de l'« iceberg » d'une recherche scientifique très active, qu'animent de nombreux débats sur des points importants entraînant des incertitudes notables dans la compréhension des variations climatiques du passé ainsi que dans la prévision de celles du futur.

Ces enquêtes d'opinion ont également mis en évidence la divergence entre la perception des scientifiques, actifs spécialistes du domaine, et celle de groupes *a priori* moins compétents. Le grand public se partage en deux groupes, selon que les opinions sont pour ou contre le consensus des scientifiques, ce qui démontre que ces derniers doivent mieux communiquer sur leurs résultats et les inévitables incertitudes qui leurs sont associées. Le fait que des thèses controversées ou erronées reçoivent un écho favorable auprès du grand public n'est pas totalement étonnant. Ce problème n'est d'ailleurs pas spécifique à la climatologie : on observe aussi que la validité scientifique de l'astrologie n'est pas perçue de la même manière par les astronomes et par le grand public, ni celle de l'homéopathie par les chercheurs en biologie médicale et toute autre personne, ni même celle du créationnisme par les biologistes et les paléontologues, d'une part, et les non-scientifiques, d'autre part.

Certains caricaturent le consensus des chercheurs en climatologie en le disant contraire à l'approche scientifique. Cette accusation est infondée, car il s'agit d'un consensus « dynamique », c'est-à-dire sujet à révision permanente. Ce consensus s'appuie sur les travaux d'une multitude de chercheurs actifs qui, comme nous l'avons dit plus haut, débattent entre eux et utilisent les mécanismes de l'expertise scientifique appliqués à tous les domaines des sciences. Il y a un demi-siècle, le philosophe et historien des sciences Thomas Kuhn expliquait que la recherche d'un consensus scientifique n'est pas une fin en soi, mais qu'elle est une conséquence inévitable de l'approche scientifique. Le consensus est même nécessaire pour que la science puisse progresser, ne serait-ce que pour le confirmer ou l'invalider. Si les scientifiques ne pouvaient se mettre d'accord sur un socle commun de connaissances, ils perdraient leur temps en discussions incessantes et ne pourraient progresser, même pour vérifier les faits en question.

La recherche médicale fournit également des exemples concrets de l'utilité du consensus scientifique. Les chercheurs sont d'accord sur les actions bénéfiques d'une multitude de traitements médicaux, même si de nombreuses incertitudes demeurent, comme on peut le lire sur la notice d'utilisation de tout médicament. La recherche médicale permet parfois, mais assez rarement, de revenir sur le consensus d'un temps en retirant une molécule de la pharmacopée officielle. Pour revenir au climat de la Terre, les docteurs en climatologie sont généralement d'accord pour constater que la température du patient est en hausse et que celui-ci doit être sevré au plus vite d'une overdose de gaz à effet de serre, néfaste pour la santé de notre planète.

Les géosciences et l'expertise scientifique, piliers d'une transition énergétique raisonnée

Yves BRECHET. Membre de l'Académie des Sciences

La rationalité de la décision politique dans les démocraties repose sur deux piliers : la légitimité populaire telle qu'elle s'exprime par la voix des parlements et qu'elle s'incarne dans les actions des pouvoirs exécutifs, et la légitimité scientifique et technique qui spécifie les solutions techniques qui sont disponibles, celles qui sont possibles, et celles qui relèvent du rêve éveillé. Aucune décision saine ne peut s'exempter de ces deux pré-requis. Le scientifique n'a pas plus de droit à la décision que le citoyen lambda, il n'en a pas moins, et il a de surcroît le devoir de partager avec ses concitoyens ce que la science lui apprend.

Ce numéro de « Ingénieurs-géologues » sur la transition énergétique est donc particulièrement bienvenu. Il est bienvenu car les sources d'énergie offertes par la nature ne font sens qu'une fois rendues utilisables par l'homme à travers des dispositifs qui doivent être réalisés avec des matériaux. Si on prend au pied de la lettre l'intégralité des programmes affichés par toutes les agences gouvernementales qui prônent le développement des énergies nouvelles, la quantité de matière aussi courante que les aciers, le béton, l'aluminium (et je ne parle pas du Lithium et des terres rares) est proprement pharamineuse : elle correspond de 2 à 8 fois la production mondiale de 2010 pour ces matériaux ! Si on considère l'énergie nucléaire, la justification essentielle des nouvelles filières comme les surrégénérateurs est la gestion de l'aval du cycle, et en particulier du plutonium : c'est la disponibilité de sites de stockages appropriés qui gouverne la pertinence de cette démarche, c'est le coût de l'uranium qui en limitera le développement : une fois encore deux questions posées à l'ingénieur-géologue. Les tonnages de CO₂ émis, et considérés par une majorité de scientifiques aujourd'hui comme responsables du réchauffement climatique, excluent une « chimie industrielle du CO₂ » susceptible de contribuer significativement à la décroissance de ces émissions : il faut donc ou bien recourir au stockage de masse (et ce seront les géologues qui nous diront la pertinence de cette option) ou à la décarbonation de notre économie, qui, à ce jour et compte tenu des infrastructures existantes, passe par une électrification massive du transport, et une production d'électricité décarbonée. Il y a donc de multiples facettes du problème de la transition énergétique qui relèvent des compétences de la communauté des géologues.

La légitimité politique se trouve ailleurs, et à cela le scientifique n'a rien à dire de plus que tout autre citoyen. Procéder de façon rationnelle sur ces questions suppose de clairement définir le « cahier des charges » (ce que l'on met en priorité, et les contraintes du problème), et les moyens envisagés (disponibles ou à développer). La confusion entre les deux conduit à des erreurs de raisonnement patentées : décarboner l'électricité et développer les énergies renouvelables ne sont pas des objectifs équivalents. Évaluer un coût d'une source d'énergie sans envisager l'aspect « système » (intégration dans un réseau, gestion des déchets...) est tout simplement malhonnête. Évacuer le problème majeur de l'intermittence et du stockage de masse et ses conséquences sur la stabilité des réseaux en faisant des moyennes sur des échelles de temps inappropriées

ou en invoquant vaguement, d'un air inspiré, un fisonnement miraculeux sans indiquer les échelles d'espace engagées est tout simplement une escroquerie. Le politique peut et doit choisir si l'objectif qu'il se donne est la minimisation des émissions de CO₂, la minimisation des coûts, la recherche de l'indépendance énergétique ou le développement d'une nouvelle filière énergétique : il est pleinement légitimé à donner ses priorités à la condition d'en informer clairement le citoyen. Mais il n'est pas légitimé à oublier la loi de Kirchoff pour les réseaux, ou la loi de Carnot pour les machines thermiques, ou les rendements de l'électrolyse à chaud, ou la durée de vie des actinides. Le caractère éminemment technique des décisions à prendre nécessite que la demande soit claire et que les programmes scientifiques nécessaires pour atteindre l'objectif soient identifiés. Jamais on n'a vu un problème d'ingénieur résolu en oubliant les conditions initiales, les conditions aux limites, et l'objectif à remplir. Toute proposition de scénario qui propose un point d'arrivée sans analyser les chemins possibles et réalistes est un abus de confiance.

Ce numéro arrive dans un contexte qui est celui de la COP21. Mais il arrive aussi dans une ambiance générale de disqualification des experts et de valorisation des rhéteurs. Un exemple simple : on lit souvent la phrase apparemment de bon sens que le soleil et le vent sont gratuits. Comment ne pas être d'accord ? C'est d'ailleurs tout aussi vrai du charbon dans sa veine, de l'uranium dans le sous-sol, du pétrole dans les schistes bitumineux, tant qu'ils y restent ! Mais pour que ces ressources deviennent accessibles et utilisables, les dispositifs nécessaires ont un coût ! Et s'il est vrai que le vent est une ressource inépuisable, les terres rares pour fabriquer les aimants, les polymères pour réaliser les composites des pales sont tout sauf renouvelables. Parler du caractère renouvelable de la source sans envisager le problème de « l'intensité matériau » nécessaire pour la rendre utilisable correspond exactement à ce que les bons pères appelaient un « mensonge par omission ».

Nous vivons une époque étrange, et la remarque dépasse largement la question de la transition énergétique, où il suffit d'être concerné pour s'estimer compétent, où le fait d'être compétent disqualifie pour donner un avis (au nom de l'obsession du conflit d'intérêt), où l'on mélange les expertises et les témoignages, les avis et les opinions, et où l'on confond l'opinion publique et l'opinion des faiseurs d'opinion. Rajoutons à cela l'illusion entretenue que l'on peut tout savoir sans rien apprendre, et on a tous les ingrédients pour que les décisions politiques s'éloignent dangereusement de la double légitimité avec laquelle nous avons commencé notre article. Il y a malheureusement un précédent à cela, il y a longtemps, dans la mère de notre démocratie, la Grèce. Ils s'appelaient les sophistes. La maladie s'est avérée mortelle. Puisse des initiatives telles que ce numéro spécial, en rendant accessibles les composantes techniques de la question, et sans prétendre à autre chose que d'informer les citoyens et le politique des conditions aux limites d'une décision rationnelle, contribuer à quitter enfin le domaine de la rhétorique pour revenir dans celui de l'action.

L'eau, à la veille de la COP21 : une ressource convoitée

Ghislain de MARSILY. Sorbonne Universités, UPMC Univ. Paris 06 ; CNRS ; EPHE ; UMR 7619 Metis. Membre de l'Académie des Sciences

Une version plus détaillée de cet article qui sera intitulée « L'eau, une ressource renouvelable convoitée et inégalement répartie » paraîtra aux *Annales de la Société Géologique du Nord*, en décembre 2015

Introduction

La Terre est une planète exceptionnellement riche en eau, pour l'essentiel salée, et c'est l'évaporation de cette eau salée sur les océans qui alimente pour partie le « grand cycle de l'eau », par évaporation, condensation, et précipitation, dont le moteur thermique est le rayonnement solaire. Ce cycle alimente en eau les continents au rythme moyen de 113 000 km³/an et se décompose en « eau bleue » qui coule dans les rivières et dans les nappes (36 000 km³/an), et « eau verte », l'eau qui est stockée dans les sols et est reprise et transpirée par la végétation (73 000 km³/an). Ces flux sont presque entièrement utilisés par les écosystèmes continentaux et côtiers, la vie s'étant partout développée jusqu'aux limites des ressources disponibles. Sur ce flux d'« eau bleue » coulant dans les rivières et les nappes souterraines, nous en consommons actuellement de l'ordre de 2 500 km³/an. Nous prélevons d'avantage (environ 4 500 km³/an), mais la partie « consommée » est celle qui s'évapore et retourne à l'atmosphère (principalement l'eau d'irrigation), le reste retourne dans les nappes et les rivières et peut être réutilisé. Mais prélevons-nous aussi de l'eau sur les stocks d'eau douce contenus dans les aquifères ? La réponse est oui, mais cela ne concerne que quelques pays (dans l'ordre décroissant, l'Inde, les USA, la Chine, le Pakistan, l'Iran et le Mexique, puis de « petits » préleveurs) pour un montant de soutirages dans les stocks estimé entre 100 et 200 km³/an, c'est-à-dire peu de choses par rapport aux prélèvements sur les flux. Mais, pour les pays concernés, cette situation n'est pas durable car les stocks disponibles seront bientôt épuisés, particulièrement en Inde et en Chine, nécessitant de remplacer les prélèvements dans les stocks par des transferts d'eau depuis l'Himalaya, à partir des grands fleuves (Yangtse, Gange, etc...).

Depuis son apparition sur Terre, l'homme a donc utilisé à son profit et dérobé peu à peu aux écosystèmes naturels une partie sans cesse croissante des ressources issues du cycle hydrologique naturel, essentiellement pour faire fonctionner à son avantage des écosystèmes agricoles artificiels. Insignifiant au début, ce détournement de la ressource est devenu de plus en plus grand, et la part laissée aujourd'hui aux écosystèmes naturels, quand la Terre comporte déjà 7,2 milliards d'habitants, est déjà bien congrue. Qu'en sera-t-il quand la Terre comptera en 2050 peut-être 9,5 milliards d'habitants, ou en 2100 11 milliards ? Essayons de comparer besoins et ressources.

1. Les besoins en eau

La quantité d'eau de boisson minimale recommandée par les médecins est de 2 l/j, qui peut être doublée ou triplée en cas

de chaleur et de sécheresse. Si on y ajoute les besoins de la vie quotidienne, ce chiffre atteint, au minimum, 20 l/j par habitant pour les pays les plus pauvres en eau (comme par exemple la zone côtière dépourvue d'eau douce de la Mauritanie) à plus de 500 l/j dans les pays richement dotés ou peu économes (États-Unis, certaines villes d'Argentine, Afrique du Sud, Royaume Uni, etc.). En France, la consommation moyenne est de l'ordre de 250 l/j. La moyenne mondiale est estimée à 300 l/j, soit 110 m³/an et par habitant.

En 2050, les démographes estiment que la population mondiale devrait passer à 9,5 milliards d'individus, car la population devrait encore croître, principalement en Afrique. L'Afrique passerait ainsi de 1 milliard d'habitants en 2000 à 2,5 milliards en 2050 et 4,2 milliards en 2100, ce qui semble difficilement concevable, vu les difficultés que connaît déjà actuellement ce continent. En prenant comme hypothèse 9,5 milliards d'individus en 2050 consommant chacun 250 l/j, la quantité totale d'eau nécessaire pour satisfaire les besoins domestiques représenterait 870 km³ d'eau par an, soit 0,8% de la pluie qui tombe chaque année sur les continents ou 2,4% de la fraction de l'eau « bleue » qui s'écoule dans les rivières et dans les nappes souterraines. On voit tout de suite que l'eau domestique n'est pas un problème de quantité, mais seulement de qualité, donc d'infrastructures de traitement et de transport. La planète ne manquera jamais d'eau « domestique ».

Qu'en est-il de l'eau nécessaire pour produire les aliments dont l'homme a besoin ? Cette eau agricole est le terme majeur de notre consommation d'eau, au moins dix fois plus que l'eau domestique. Aujourd'hui, quelques 10 000 km³ d'eau par an sont nécessaires pour nourrir 7,2 milliards d'habitants, dont 6 500 km³ d'eau de pluie entièrement évaporée tombant sur 1,4 milliards d'hectares d'agriculture dite pluviale, et 3,2 milliards d'hectares de terres en pâtures (prairies, savanes arbustives...) plus 3 500 km³ d'eau prélevée dans le milieu naturel (rivières, nappes) pour arroser 270 millions d'hectares d'agriculture irriguée. Sur ces 3 500 km³/an d'eau prélevée pour l'irrigation, seuls 1 800 km³/an sont effectivement utilisés. Au total, quelque 8 000 km³ d'eau par an sont réellement utilisés pour nourrir les hommes, soit environ 1 150 m³ d'eau par an et par habitant. Ceci représente environ 7% de la pluie tombée sur les continents. Il faut savoir cependant qu'aujourd'hui, environ 1 milliard d'individus sont sous-alimentés du fait de leur pauvreté.

En 2050, si chacun mangeait à sa faim et si les habitudes alimentaires ne changeaient pas, il faudrait donc utiliser réellement de l'ordre de 11 000 km³ par an, soit 10% de la pluie tombée sur les continents, ce qui n'apparaît pas globalement très préoccupant, mais pourrait en revanche devenir localement très difficile, compte tenu de l'inégale répartition spatiale

et temporelle de la pluie. La répartition de ces 11 000 km³/an consommés entre agriculture pluviale et irriguée et l'efficacité de l'utilisation de l'eau d'irrigation sont les deux premières variables d'ajustement de l'offre de nourriture. Si on prend en compte les évolutions probables des habitudes alimentaires et la quantité d'eau nécessaire pour produire les aliments, on peut penser que la consommation accrue de viande dans le monde, et particulièrement en Asie, continent traditionnellement plus végétarien, pourrait porter les besoins réels en 2050 à 12 000 ou 13 000 km³/an au lieu de 11 000 km³. Il faut par exemple 13 000 m³ d'eau pour produire une tonne de viande de bœuf, soit 13 fois plus que pour une tonne de blé... La raison en est que les animaux d'élevage sont nourris aujourd'hui aux grains (orge, maïs...) ou au soja, et que la production de ces aliments nécessite déjà pas mal d'eau ; ensuite une tonne de grain donné à un bœuf d'embouche ne « fabrique » au plus que 75 kg de viande. Mais cette consommation de produits d'origine animale est peut-être la variable d'ajustement la plus importante, sur laquelle il est urgent d'agir : elle est, dans les pays développés, en moyenne deux fois trop élevée par rapport aux besoins nutritionnels. Par ailleurs les bovins sont un émetteur important d'un puissant gaz à effet de serre, le méthane.

Enfin, combien d'eau est-elle prélevée pour satisfaire les besoins industriels ? On estime aujourd'hui ce chiffre à environ 1 300 m³/an et par habitant. Mais cette fois-ci l'eau industrielle n'est que très peu « consommée », environ 10%, elle est utilisée puis rejetée à 90% dans le milieu, parfois réchauffée (eau de refroidissement des centrales thermiques).

2. Une ressource en eau pluviale très inégalement répartie

La ressource en eau renouvelable de la planète est donc quasi-uniquement fournie par les précipitations annuelles sur les continents, qui correspondent en moyenne à une lame d'eau de pluie de l'ordre de 720 mm/an. Cela représente 113 000 km³/an répartis comme suit ;

- 73 000 km³/an repartent vers l'atmosphère, par évaporation directe et surtout par transpiration de la végétation. Cette quantité d'eau alimente à la fois l'agriculture pluviale (6 500 km³/an actuellement) et le fonctionnement des écosystèmes. Ce n'est donc en rien une « perte ». On l'appelle maintenant « l'eau verte ».
- 3 400 km³/an sont constitués de la fusion des glaciers arctiques et antarctiques (icebergs), qui fondent en mer et participent au fonctionnement de la circulation générale océanique.
- 36 000 km³/an constituent l'écoulement total sur les continents, tant dans les rivières que dans les nappes souterraines, que l'on appelle « l'eau bleue ». On distingue :
 - 26 000 km³/an s'écoulant dans les rivières par ruissellement direct lorsqu'il pleut ; une fraction peut en être récupérée par des barrages et utilisée par l'homme pour ses prélèvements ; ce flux sert aussi aux écosystèmes aquatiques lacustres, fluviaux et côtiers.
 - 10 000 km³/an s'infiltrant dans les sols et s'écoulent dans les

nappes souterraines, qui alimentent à leur tour les rivières lorsqu'il ne pleut pas (7 800 km³/an), ou vont directement en mer (2 200 km³/an).

Le bilan est ainsi bouclé

3. Les ressources disponibles pourront-elles subvenir aux besoins au XXI^{ème} siècle ?

Le problème essentiel de l'eau du XXI^e siècle est de nourrir la planète (figure 1). Les besoins augmentent avec la croissance démographique, encore beaucoup trop forte. Aujourd'hui, trois céréales : le blé, le maïs et le riz, chacune à raison de 700 millions de tonnes par an, fournissent 60% de la nourriture mondiale. La première chose à faire est d'augmenter les rendements, de mieux utiliser l'eau (selon le slogan des Nations Unies « *more crop per drop* »), c'est-à-dire d'éviter les pertes, ou de choisir des cultures plus productives à quantité d'eau égale. On espère ainsi, au mieux d'ici 2050, des économies d'eau de l'ordre de 20 à 30%. On pourrait penser que la solution est ensuite d'augmenter les surfaces d'agriculture irriguée, qui produisent par hectare en général trois fois plus que celles en agriculture pluviale. Au rythme actuel d'augmentation de ces surfaces irriguées, qui n'est que de 1,34 million d'hectares par an, on passerait de 264 millions d'hectares irrigués aujourd'hui à 331 millions d'hectares en 2050, ce qui est notoirement insuffisant. Il faudrait décupler le rythme actuel d'aménagement pour répondre aux besoins croissants, ce qui est peu envisageable. En effet, au prix actuel des céréales, la rentabilité des investissements n'est pas assurée et les financeurs institutionnels (Banque Mondiale, FMI...) se sont détournés depuis 20 ans de ces grands aménagements de retenues d'eau et périmètres irrigués, qui ont également eu pour certains d'entre eux des conséquences environnementales désastreuses. Il faut avoir en tête les protestations des opinions publiques occidentales contre le barrage des Trois Gorges en Chine, ou antérieurement le barrage d'Assouan. Il est exact que la construction de barrages peut avoir de graves conséquences environnementales, mais, si la population de la planète ne cesse d'augmenter, ne faut-il pas quand même chercher à la nourrir ? Et de la façon la moins néfaste ? Les occidentaux ont beau jeu de s'opposer à la construction de barrages dans les pays en développement, sachant que les leurs ont été déjà construits depuis belle lurette : chaque Américain dispose en effet de plusieurs milliers de m³ d'eau stockée dans un barrage, un Français d'un peu moins de 1 000, et un Africain de 3 m³ !

Le manque d'eau pour l'irrigation risque d'avoir pour conséquence que de nombreux pays perdront tout espoir d'auto-suffisance alimentaire et seront dépendants d'autres pays pour leur alimentation, avec les risques de pressions politiques que cela implique et les tensions qui pourront en résulter sur les prix des denrées agricoles en cas de pénuries.

Il faut ajouter à cela que l'agriculture sera aussi sollicitée pour la production de biomasse à des fins énergétiques, ce qui engendrera une tension supplémentaire sur la production alimentaire, mais fait dire aussi que la contribution des bioénergies aux besoins énergétiques mondiaux sera, en tout état de cause, petite. On parle par exemple de 500 millions d'hectares défrichés en plus, qui ne produiraient cependant

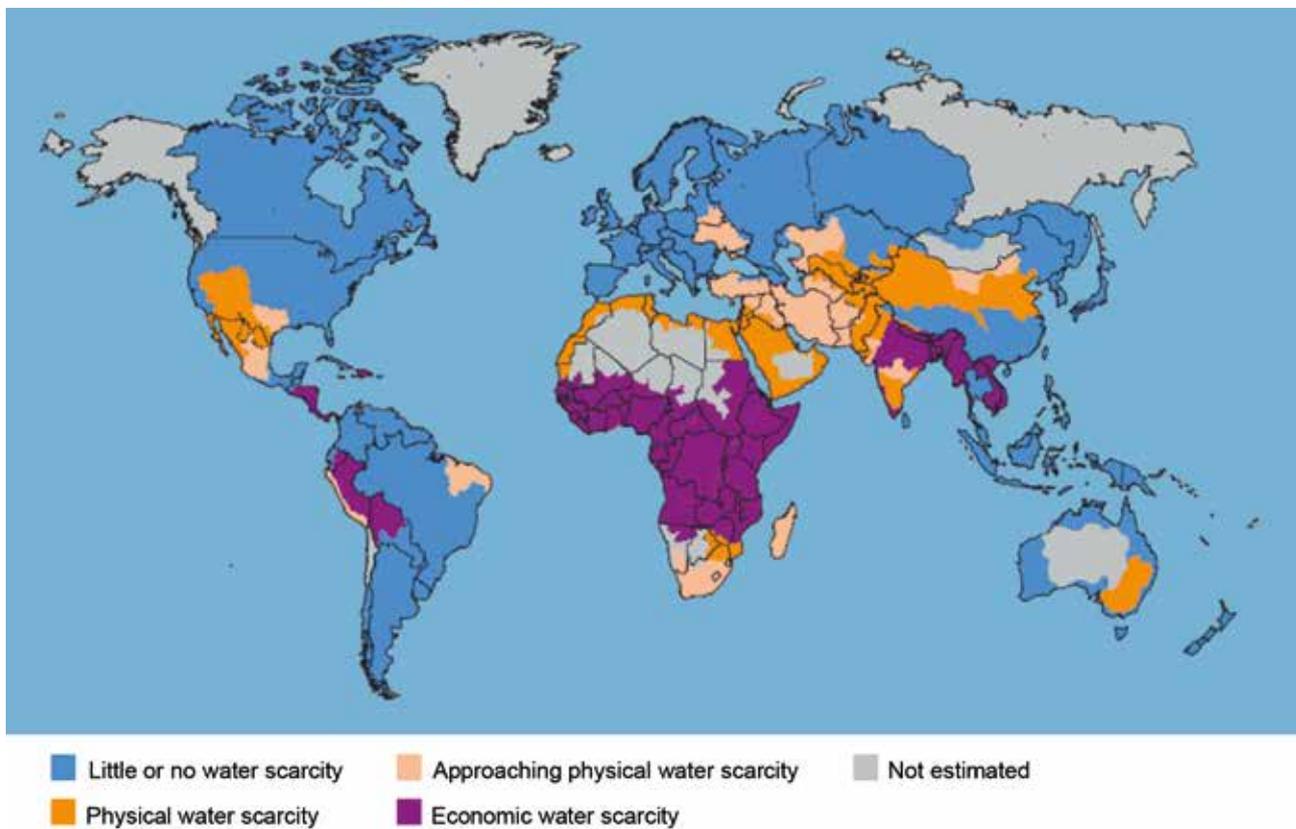


Figure 1 : Zones où sévit en 2000 un manque chronique de ressources en eau bleue, du point de vue physique ou économique. Rouge : Déficit physique ; plus de 75% du débit des rivières est prélevé pour les besoins de l'homme, en tenant compte des recyclages. Rose : Plus de 60% du débit des rivières est prélevé. Ces bassins vont bientôt devenir rouges. Orange : Déficit économique en eau. Les ressources sont abondantes par rapport aux usages, avec moins de 25% de prélèvements du débit des rivières, mais la sous-alimentation sévit. La capacité financière en moyens d'équipement fait défaut. Bleu : Ressources en eau abondantes. Prélèvements inférieurs à 25% du débit des rivières. D'après IWMI (2007) et WWAP (2012).

en 2050 que des biocarburants (de 2^{ème} génération) couvrant de l'ordre de 10% des besoins en carburant de la planète.

4. Y a-t-il une alternative ?

Il faut évidemment poursuivre les recherches pour tenter d'améliorer les rendements à quantité d'eau consommée égale, par sélection végétale, génomique et éventuellement améliorations génétiques. Reste les cultures hors sol, dites hydroponiques ; la production par unité de surface est très élevée et l'efficacité hydrique également, mais les coûts de production sont aussi très importants. Seuls les pays riches pourront s'y engager.

L'augmentation des surfaces cultivées en pluvial par défrichement plus ou moins étendu, semble donc inéluctable si la croissance démographique se poursuit. On parle pour 2050 de 0,5 à 1 milliard d'ha supplémentaires, s'ajoutant aux 1,7 milliards déjà cultivés, sur un patrimoine total de terres cultivables de l'ordre de 4 milliards d'ha. Mais ces terres à défricher sont des espaces naturels (forêts) riches en biodiversité.

Le dessalement de l'eau de mer par osmose inverse est en forte croissance (environ 17% par an pour l'eau domestique), à un

coût de l'ordre de 0,7 €/m³, et une consommation énergétique de l'ordre de 2 à 4 kWh/m³, environ dix fois trop cher et énergivore pour de l'eau d'irrigation.

5. Effets des changements climatiques annoncés

Le réchauffement climatique engendré par l'émission des gaz à effets de serre va-t-il modifier fortement la donne ? En première approximation, si l'on arrive à ne pas dépasser la barre des 2°C d'augmentation des températures moyennes en 2100 (ce qui demande un très gros effort de réduction des émissions de CO₂), la réponse semble être non du seul point de vue de la production agricole, bien que les effets hydrologiques du changement climatique soient beaucoup plus incertains et bien moins connus que les effets thermiques. L'augmentation de la teneur en CO₂ de l'atmosphère devrait augmenter un peu les rendements agricoles, sauf en zone tropicale où ils devraient être réduits.

En ce qui concerne la France, on peut s'attendre à une baisse des précipitations, principalement en été, pouvant atteindre 10 à 20%, au cours du XXI^e siècle. Dans le bassin de Paris, le débit d'étiage des rivières pourrait être divisé par deux, et l'étiage se prolonger jusqu'à octobre-novembre, contre

septembre actuellement. Ceci ne sera pas sans poser des problèmes sérieux d'alimentation en eau de la région parisienne, qui dépend en été des réserves en eau stockées dans les Grands Lacs de Seine (barrages Aube, Marne et Seine), qui risquent d'être insuffisants. La capacité de stockage devra être augmentée, ou des transferts à plus longue distance mis en place, comme déjà envisagé par Napoléon 1^{er} qui fit étudier la possibilité d'amener l'eau du lac Léman à Paris.

Y aura-t-il bientôt des risques de famines à l'échelle mondiale ? Il semble que la réponse soit malheureusement oui. Déjà, en 1998, des mauvaises récoltes en Asie du Sud-Est, dues à une sécheresse déclenchée par un événement El Niño très intense cette année-là, ayant affecté la mousson, avaient entraîné des achats massifs de céréales sur les marchés mondiaux, avec une réduction importante des stocks, qui aurait rendu la situation périlleuse si la sécheresse s'était prolongée. Or chaque année, la situation devient de plus en plus tendue, du fait de la croissance démographique et de la réduction constante des stocks, passés de 10 mois de consommation mondiale il y a 20 ans à 2 mois aujourd'hui.

6. Conflits liés à la pénurie

Les conflits sur l'eau actuels ou potentiels les plus préoccupants sont liés à la pénurie, au problème du partage d'une ressource devenue insuffisante par rapport aux besoins, soit que ceux-ci aient augmenté, soit que la ressource se soit réduite. Il est souvent difficile de déceler les causes profondes de certains génocides ou de certaines guerres, mais l'eau y joue et y jouera certainement un rôle essentiel.

Un cas de cet ordre peut être proposé : celui de la Côte d'Ivoire et du Burkina. La guerre civile qui a sévi en Côte d'Ivoire dans les années 2002-2011 est généralement attribuée à un conflit politique ou ethnique entre partisans du Président Gbagbo, se référant à son identité Ivoirienne, contre le candidat Ouattara, d'origine Burkinabé, immigré en Côte d'Ivoire avec un grand nombre de ses concitoyens. Il ne s'agit pas d'un conflit entre ces deux pays, mais de comprendre pourquoi les Burkinabés sont-ils venus si massivement immigrer en Côte d'Ivoire ? Il est certain que la raréfaction des ressources au Burkina, pays Sahélien pauvre en eau, du fait de la croissance démographique, jouxtant un pays de la zone humide riche en eau et plus prospère, a certainement joué un rôle (même s'il n'est pas le seul) dans ces migrations de population, à vrai dire assez courantes en Afrique, en fonction des fluctuations du climat. Là encore on risque de se méprendre sur la cause première des conflits, en se limitant au caractère politique, ethnique ou xénophobe des affrontements. Mais ce type de conflits n'est

pas réservé à l'Afrique ; on peut citer par exemple le cas de l'immigration des Scandinaves et des Irlandais aux Etats-Unis au XIX^{ème} siècle, poussés hors de chez eux par les famines, qui a conduit indirectement au massacre des populations indigènes de l'Amérique du Nord. Que dire de l'actuel conflit en Centre-Afrique ? Est-il seulement confessionnel, ou initié par une raréfaction des ressources ? Les conflits du Darfour ou du Sud Soudan seraient aussi, selon certains, des conflits engendrés par la pénurie, pour l'appropriation des moyens de production agricoles

Pour d'autres, comme la CIA, c'est le couple « eau-alimentation » et « eau-énergie » qui va engendrer les tensions majeures dans le futur. La violence pourrait connaître d'autres formes, allant de la famine, endémique ou catastrophique en années sèches, aux grandes épidémies.

Conclusion

Le vrai « problème de l'eau » sur Terre, comme celui de l'énergie, est en réalité celui de la croissance démographique. L'Asie, le Sahel et l'Afrique du Nord-Moyen Orient ne pourront s'alimenter qu'en important massivement de la nourriture, ce qu'on appelle de « l'eau virtuelle », ou en laissant émigrer leurs populations. L'Amérique du Sud paraît alors être le principal continent riche en terres cultivables (la forêt amazonienne) capable de fournir la production agricole nécessaire, mais au prix de défrichements gigantesques, réduisant encore un peu plus la part de la planète réservée aux écosystèmes naturels et la biodiversité. L'Europe du Nord, la Russie et l'Amérique du Nord pourront (ou devront) aussi fournir une part importante des besoins.

Les autres problèmes de l'eau apparaissent secondaires devant le problème précédent ; ils portent sur les effets des changements climatiques, sur la distribution d'eau potable, sur les risques de pénurie dans les zones de latitude méditerranéenne, sur la qualité de l'eau et des écosystèmes et sur les crues. Une bonne ingénierie de l'aménagement, conçue pour respecter et conserver les écosystèmes naturels, et une gestion cohérente et patrimoniale de la ressource devraient permettre de les résoudre, si les moyens matériels nécessaires y sont consacrés à temps.

Pour tous ces aspects, le rôle des hydrogéologues sera essentiel, ainsi que celui des géologues spécialistes des grands aménagements hydrauliques. Enfin le recours accru à l'eau domestique provenant du dessalement de l'eau de mer nécessitera un couplage croissant entre eau et consommation d'énergie... laquelle demandera, elle aussi, des efforts considérables dans le domaine des géosciences pour produire cette énergie.

Les sources d'énergie carbonées

La production de pétrole face au changement climatique

Marc BLAIZOT (promo 1977). Ancien directeur exploration de TOTAL

Nathalie ALAZARD (promo 1988). Directrice des études économiques de l'IFP

Introduction

Parler des besoins à moyen (2020) et a fortiori long terme (2050 et 2100) en hydrocarbures et en particulier de pétrole relève de la gageure, un exercice plein d'embûches. Nous nous appuyons dans cet article sur l'évolution des besoins exprimés par d'autres et tenterons de vérifier si les ressources pétrolières peuvent les satisfaire et à quelles conditions. Envisager les besoins à si long terme, et l'exercice est bien sûr absolument pertinent et utile, repose sur des scénarii d'évolution démographique, de développement économique, social et culturel, d'efforts individuels et collectifs pour à la fois économiser l'énergie et faire évoluer le bouquet (le « mix ») énergétique mondial. En effet parler « besoins donc approvisionnements en pétrole » sans parler besoins en autres énergies primaires (gaz, charbon) ou en électricité a peu ou pas de sens, ces énergies devenant, même dans les transports, de plus en plus substituables.

1. Evolutions attendues de la demande mondiale de pétrole

Les combustibles fossiles représentent l'essentiel de l'approvisionnement énergétique mondial. Le pétrole assure à lui seul aujourd'hui plus de 30 % du mix, même si cette part a régulièrement diminué depuis le milieu des années 1980 où elle était de 40 %. Les volumes annuels de pétrole consommés n'ont par contre globalement pas cessé d'augmenter sur les 30 dernières années. Évalués à 2,8 Gt en 1985, ils ont atteint 4,2 Gt en 2014 (92 Mb/j), enregistrant une hausse de 50 % en 10 ans.

Au fil du temps, le pétrole s'est peu à peu centré sur ses usages les moins substituables : le transport et la pétrochimie. Aujourd'hui l'évolution de la demande mondiale est très dépendante des transports. Plus globalement, il ya un fort lien d'interdépendance entre pétrole et transport. En ce début de XXI^{ème} siècle, les carburants pétroliers sont prépondérants pour la mobilité des personnes et des biens que ce soit sur terre, sur mer ou dans les airs - les carburants pétroliers représentent 93 % de l'énergie consommée dans le secteur - et inversement, plus de la moitié du pétrole consommé dans le monde l'est pour des usages transport, la pétrochimie, deuxième débouché, ne représentant que 11%.

Comprendre les évolutions du transport (besoins, usages, modes, technologies) est donc un préalable à l'anticipation des besoins futurs.

La demande de mobilité des biens et des personnes devrait continuer de croître. Elle reste au niveau mondial fortement corrélée aux revenus. L'élasticité de la demande de carburants pétroliers au PIB par habitant est même particulièrement élevée dans les pays émergents et les pays en voie de développement. Dans ces régions par exemple, le taux moyen d'équipement des ménages en véhicules particuliers augmente avec le revenu par habitant, alors qu'il tend à plafonner dans les pays de la zone OCDE.

Dans le futur, les carburants pétroliers resteront encore longtemps très importants pour le secteur transport. Le progrès technologique, poussé notamment par les normes et réglementations, permet l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, le développement de nouvelles motorisations (véhicules électriques ou hybrides rechargeables) ou de carburants alternatifs aux carburants pétroliers traditionnels (biocarburants, hydrogène, gaz naturel). Mais les évolutions restent contraintes par les rythmes de renouvellement des flottes, les coûts de certaines technologies qui en limitent la diffusion, ou encore les disponibilités en biomasse pour les biocarburants.

Avec le développement des TIC¹, les comportements de type auto-partage, covoiturage se développent dans certaines zones, mais ces évolutions sont encore récentes et leur impact réel sur la consommation de carburant reste difficile à estimer à l'échelle mondiale.

Plusieurs organismes comme l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), le Conseil Mondial de l'Energie (CME), ou entreprises, comme Shell, réalisent de manière régulière des scénarios d'évolution du mix énergétique mondial. Les trajectoires proposées peuvent grossièrement être regroupées en deux sous-ensembles : des scénarios que l'on peut qualifier de « plus probables » ou de tendanciels compte tenu des technologies, comportements, politiques, actuels ou raisonnablement anticipés ; des scénarios plus volontaristes qui cherchent à infléchir beaucoup plus fortement les émissions de gaz à effet de serre et à maintenir par-là à 2°C la hausse de la température à la surface de la planète jusqu'en 2100.

Dans tous les scénarios, les besoins en pétrole restent importants sur les décennies à venir. Dans le scénario New Policies -NP- de l'AIE, représentatif plutôt de la première catégorie de trajectoires, la consommation pétrolière mondiale continue

1/ TIC : technologies de l'information et de la communication.

d'augmenter, même si le rythme de croissance tend à ralentir, pour atteindre 4,8 Gt (100 Mb/j) en 2040. Il est important de souligner que ce type de scénario postule déjà la mise en place de mesures contraignantes, de politiques visant à une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie et de pétrole. Une trajectoire qui ne ferait que poursuivre les tendances actuelles se traduirait par un niveau de consommation de 0,5 Gt supplémentaire en 2040 (10 Mb/j). Compte-tenu des mesures en faveur de l'efficacité énergétique mises en place dans de nombreux pays, des modifications de comportements observées dans certaines régions, des progrès techniques attendus, une telle trajectoire est aujourd'hui considérée comme peu probable (figure 1).

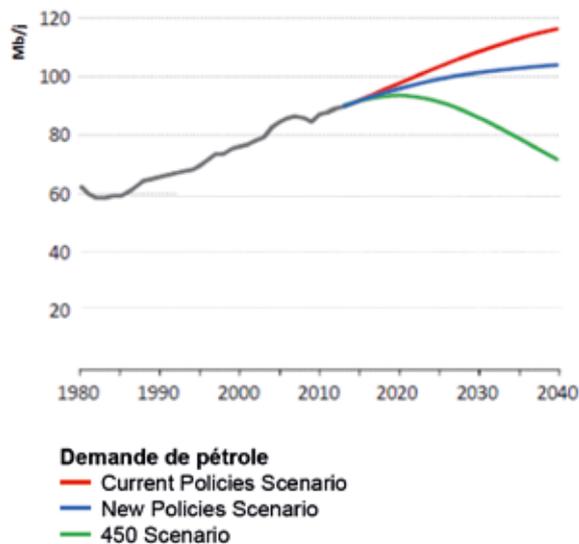


Figure 1 : Scénarios New Policies (NPS) et 450 ppm de l'AIE. Evolution de la demande de pétrole.

Dans le deuxième groupe de trajectoires plus volontaristes en terme de lutte contre le changement climatique, mais qui demande également des changements plus rapides et radicaux, la demande en pétrole augmente jusqu'en 2020-2030 pour ensuite décliner régulièrement. Le pétrole continue néanmoins de représenter 20% du mix mondial en 2040-2050 et les volumes consommés restent substantiels, 3,2 Gt en 2040 (65 Mb/j) dans le scénario 450² de l'AIE.

Au total, même dans le scénario le plus volontariste en termes d'inflexion des émissions de CO₂, près de **800 milliards de barils de pétrole** devront être produits sur la période 2015-2040, (plus de 900 milliards de barils dans le scénario de type NP) et plusieurs centaines de milliards de barils supplémentaires seront nécessaires au-delà de 2040 pour gérer la baisse régulière de la consommation.

2. Définition des ressources pétrolières

Les pétroles sont formés essentiellement d'hydrocarbures aux caractéristiques chimiques et physiques très variées. En conséquence, la compréhension physique de ce qu'est « le pétrole » n'est pas si simple même pour les plus avertis ayant

par exemple, comme livre de chevet « Tintin au pays de l'or noir ». Et cette difficulté est bien réelle tant la transition entre les différents types de pétroles et la terminologie employée peuvent être incertaines et absconses. Nous distinguerons ici les pétroles naturels et les pétroles de synthèse.

2.1 Les pétroles naturels

Ces hydrocarbures souvent appelés « huiles » sont situés dans des réservoirs plus ou moins profonds d'où ils sont produits soit par leur énergie propre (pression) soit par des procédés apportant un supplément d'énergie : pompages, injection d'eau ou de gaz, fracturation hydraulique. Les pétroles sont classés en fonction de leurs caractéristiques physico-chimiques. Nous les distinguerons en fonction de leur densité généralement exprimée en échelle API³. Des plus légers aux plus lourds nous classerons :

- Les GPL (ou LPG en anglais) pour « gaz de pétrole liquéfié » : il s'agit du butane et du propane, gazeux en conditions normales (1bar/15°C) ; ils sont extraits des champs de pétrole et surtout de gaz naturel (pour 60 %) par refroidissement ou générés par les raffineries (pour 40%) par distillation. Ils sont ensuite liquéfiés par augmentation de pression (entre 2 et 7 bars), ce qui permet de les transporter et de les stocker dans des faibles volumes.
- Les Condensats : il s'agit de liquides extraits des champs de gaz naturels ou des termes les plus légers des pétroles bruts (de densité supérieure à 50°API) dont la composition varie entre le pentane et l'octane pour un producteur de pétrole ou entre le pentane et le tétradécane (C14) pour un producteur de gaz. On voit ici la difficulté de classification, nous y reviendrons, de comptage des productions alors que GPL et condensats (regroupés sous le terme de NGL en anglais ou LGN en français : liquides de gaz naturel) constituent une partie non négligeable et en augmentation de la production mondiale (près de 10%).
- Le pétrole classique ou « brut » ou « crude oil » en américain, désigne des hydrocarbures dont les molécules contiennent plus de 15 atomes de carbone, liquides en conditions standards de densité supérieure à 12° API (American Petroleum Institute) et inférieure à 50°API dont la viscosité (in situ) est inférieure à 100 cp (centi-pois). Le pétrole ultra-lourd ou EHO (« extra heavy oil » en anglais), que nous classerons ici dans les pétroles conventionnels, désigne des liquides de densité inférieure à 12° API et dont la viscosité est comprise entre 100 et 10000 cp. Son poids moléculaire élevé résulte principalement de la présence de composés soufrés dits thio-phéniques et/ou de la biodégradation bactérienne des chaînes paraffiniques.
- Les bitumes enfin, solides ou pâteux, de densité inférieure à 12°API et à viscosité supérieure à 10 000 cp. Il s'agit principalement de bruts altérés/oxydés ou immatures présents en importantes proportions (10 à 20%) dans les sables dits bitumineux qui sont produits soit par mines soit par injection de vapeur d'eau.

La principale qualité des pétroles est bien sûr leur fort ou très fort pouvoir calorifique qui leur permet d'être une source d'énergie majeure. Ce pouvoir calorifique varie de manière inversement proportionnelle à la densité et est compris entre

2/ Scénario 450 : cette trajectoire permet de maintenir la concentration de CO₂ dans l'atmosphère inférieure à 450 ppm et donc de limiter le réchauffement de la surface du globe à au plus 2°C jusqu'en 2100.

3/ API : American Petroleum Institute. Cette échelle varie de 10° API (le plus lourd, densité= 1) à 65° API (le plus léger, densité = 0,72).

12 000 et 10 000 cal/g (à comparer au charbon compris entre 5 000 et 8 000 cal/g).

On constatera que nous ne faisons pas, ici, de différenciation entre pétroles conventionnels ou non-conventionnels (huile de schistes ou mieux de roche-mère mature) car ils n'ont aucune différence physico-chimique. Seuls leurs habitats géologiques (en particulier la nature des réservoirs très compacts et l'absence de plan d'eau) donc leurs modes de production varient et nécessitent des mécanismes de création (forages horizontaux et surtout fracturation hydraulique) de porosité et de perméabilité absentes à l'état naturel. Désormais, on désigne et donc sépare sous le nom de LTO ou « light tight oil », qu'on pourrait traduire par « huile légère de réservoir compact » et qui correspond donc à la fois aux shale oils et aux grès ou carbonates compacts.

2.2 Les pétroles de synthèse

Cet ensemble correspond à tous les substituts hydrocarbonés liquides (en conditions standards) pouvant remplacer les pétroles naturels comme carburants ou combustibles. On les regroupe sous le sigle « XTL » pour « X to liquids », « X » étant la matière première utilisée pour créer ces hydrocarbures liquides (« L »).

- Les GTL ou « gas to liquid » qui utilisent le procédé Fisher-Tropsch (FT) : cracking de méthane en présence de faibles quantités d'oxygène générant de l'hydrogène et du monoxyde de carbone, eux-mêmes recombinaison ensuite en hydrocarbures. Mis en œuvre dans les années 30 en Allemagne puis au Japon, ce procédé a permis de générer plus de 150 000 barils/jour pendant la guerre. Il connaît un regain d'intérêt au Qatar du fait des réserves colossales de méthane de North Dome. Shell y a en effet développé l'usine géante (investissements de 20 GUS\$) de Pearl qui produit depuis 2011 environ 120 000 b/j.
- CTL ou « charbon/coal to liquids » : utilise le même procédé FT à partir du méthane généré par pyrolyse de charbons ou lignites ; il a été très utilisé en Afrique du Sud pendant les années d'embargo.
- Biocarburants produits à partir de biomasses dites de 1^{ère} génération (matières premières alimentaires sucrées de type maïs/betterave ou oléagineuses de type colza ou palmier), de 2^{ème} génération (cellulose, bois, cannes, déchets végétaux) et de 3^{ème} génération encore expérimentale (production directe d'hydrocarbures à partir d'algues). Les biocarburants de 1^{ère} génération sont très critiqués dans les pays émergents car considérés comme responsables de la déforestation (Malaisie, Indonésie, Brésil) et de l'accaparement des terres limitant une économie basée sur une agriculture vivrière.
- STL ou « schists to liquids » obtenus par pyrolyse ex-situ ou in-situ de schistes bitumineux (oil shales) à ne pas confondre avec la production directe de « LTO » à partir de shale oils (ou huiles de roches-mères).
- Enfin HTL ou « hydrogen to liquids » procédés plus prospectifs étudiés en R&D permettant de générer des hydrocarbures à partir d'hydrogène électrolytique d'origine nucléaire ou renouvelable (éolien et solaire) et électrolyse successive de l'eau pendant les périodes où la demande en électricité est faible. Ce procédé nécessite de « carboner » cet hydrogène par ajout de gaz carbonique industriel diminuant ainsi l'effet de serre.

Actuellement ces hydrocarbures de synthèse représentent entre 3 et 5 Mb/j, soit 3 à 5% de la production mondiale, et ont tendance à augmenter.

3. Des ressources aux réserves

3.1 Le calcul technique

On a vu précédemment la très grande diversité des pétroles et la difficulté de les classer. Une des conséquences est la difficulté de bien évaluer à la fois les réserves découvertes et même les productions passées ! En effet les conditions de pression et températures d'un gisement évoluent au cours du temps de production puisque le principal mécanisme de production primaire est la « déplétion » ou diminution de pression, l'expansion associée des gaz dissous et le remplacement du pétrole produit par de l'eau venant de l'aquifère ou injectée. Or le calcul des réserves (= ce qu'il est possible de produire d'une accumulation dans des conditions technologiques et économiques données) d'hydrocarbures est, bien entendu, affecté par ces paramètres fortement évolutifs.

Pour simplifier et tenter d'atteindre les ordres de grandeur, supposons par exemple une découverte d'hydrocarbures liquides dans un piège (volume rocheux du sous-sol contenant les hydrocarbures) de volume rocheux de 1km x 1km x 10 m (hauteur du réservoir rencontré à huile) soit 10 Mm³.

Prévoir des réserves n'est donc pas simple techniquement : ces prévisions sont cependant de plus en plus précises grâce à l'étude en laboratoire des bruts « replacés » en conditions de fond permettant de prévoir leur évolution physico-chimique pendant la production et grâce à la simulation des écoulements dans des modèles géologiques 3D représentant au mieux et le contenu (la roche) et le contenant (le fluide). Ces simulations nécessitent des ordinateurs de dernière génération, comme « Pangea » de TOTAL à Pau atteignent plus de 2PFlops, ou deux millions de milliards d'opérations à la seconde. **Un bon modèle doit permettre de « caler » l'historique puis de prévoir les productions futures : il s'agit là d'un des rôles, imminent et décisif, des géo-scientistes.** Pour pallier à ces incertitudes techniques, la profession affecte des probabilités aux réserves et pour chaque champ doit indiquer les réserves suivantes : 1P ou prouvé (90% de chance de le produire) vérifiées chaque année par la SEC (Stock exchange Commission à New York) pour les compagnies cotées en bourse, 2P ou probable (50% de chance) chiffre principalement utilisé en interne pour les études de développement et les calculs économiques et 3P ou possible (10%) qui permet d'envisager des développements complémentaires pour une amélioration de la récupération ultime.

3.2 L'historique des découvertes et des productions en conventionnel et non-conventionnel (LTO)

L'évolution des découvertes conventionnelles depuis un siècle sur l'ensemble de la planète, c'est-à-dire depuis les débuts vraiment industriels de l'exploration-production et l'essor de l'économie mondiale basée sur le pétrole montre que le maximum des découvertes d'huile onshore s'est situé dans les années 60 (50 Gb/an) et le maximum des découvertes offshore dans les années 70 (20 Gb/an) avec un petit « regain » grâce à l'offshore très profond dans les années 2000.

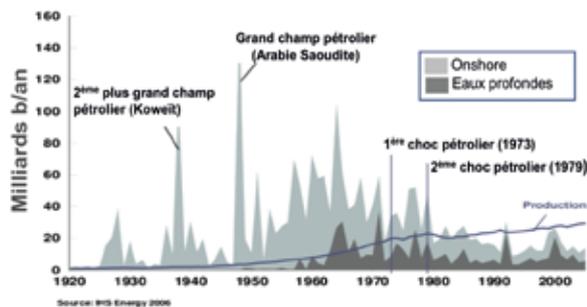


Figure 2 : Evolution des découvertes de pétrole et de la production de 1920 à 2010

Quant à la production actuelle et surtout passée, elle est mal connue. Plusieurs facteurs convergent pour dégrader notre connaissance : imprécision des compteurs en face d'un fluide complexe à trois composantes majeures (huile, gaz et eau), unités disparates, vols (ou « bunkering »), productions illícites, absences de contrôle indépendant, et enfin volontés politiques de cacher (minimiser ou maximiser) les productions. Le cas de l'OPEP et des NOCs (National Oil Companies) est particulièrement problématique puisque les fameux quotas ne concernent que le « crude oil » et laissent en fait « libre » le niveau de production en condensats. Pour essayer de « simplifier », l'agence US-EIA indique en 2015 que la production mondiale de 2014 a été de 91,5 Mbj réparti en 76,5 Mbj de « crude oil » (pour nous huiles et condensats), de 10 Mbj de GPL et de 5 Mbj de pétrole synthétique. La revue de référence de bp (bp Statistical Review de 2015) indique une production de 88,7 Mbj et une consommation mondiale d'huile (regroupant tous les termes du GTL au EHO qu'elle soit de type conventionnel ou non-conventionnel) de 92 Mbj (donc une production, hors effet de stocks, de 3,3 Mbj de pétrole synthétique). La production mondiale en 2014 en augmentation par rapport à 2013 (+2,3%) est due à la très forte augmentation américaine (+ 16% à 11,6 Mbj dont 8,8 Mbj de crude oil) devenu le premier producteur mondial devant l'Arabie Saoudite (11,5 Mbj) et la Russie. Cet accroissement aux USA est lié à la « révolution » des LTO, dont l'huile de roche-mère, proche de 5 Mbj. La production américaine de « crude oil » aurait ainsi atteint 9,7 Mbj en avril 2015 et commencerait à décliner (9,2 Mbj en juin 2015) depuis.

4. Quelle évaluation de l'offre potentielle à moyen-long termes ?

Malgré tous ces « pièges », pas seulement pétroliers on l'aura compris, il nous faut tenter de répondre à cette question, au cœur de nos métiers : quelles réserves déjà trouvées et quelles réserves restant à trouver tant en conventionnelles qu'en non-conventionnelles ?

4.1 La récupération et l'EOR (« Enhanced Oil Recovery »)

Les données connues sur un grand ensemble de champs montrent que l'on produit en moyenne environ 30 % de l'huile en place avec des valeurs exceptionnelles proches de 60%. Dès l'atteinte de ce seuil proche de 30% les productions déclinent. Par ailleurs, la production devient rapidement très hydratée : en effet, dans un champ mature, en fin de production, le pourcentage d'eau produite (ou « water cut ») peut

atteindre 95% ! Il devient techniquement (que faire de ces dizaines de milliers de barils d'eau en général très salée ?) et économiquement (cette eau est peu valorisable) impossible de continuer la production. Ces données de production (comptabilisation historique des productions d'huiles et **surtout d'eaux en général peu mesurées**) sont un élément essentiel pour anticiper les réserves totales et les coefficients de récupération à supposer que nous connaissions bien les accumulations. Quoiqu'il en soit, les graphes « production historique d'huile versus production historique d'eau » et « production journalière versus production cumulée d'huile » sont très symptomatiques de la phase de production atteinte (montée en production ou start-up, plateau, déclin), des problèmes potentiels (arrivée inattendue d'eau, augmentation imprévue du gaz associé), des possibilités de redéveloppement (accumulation plus importante qu'envisagée) et finalement des réserves récupérables ultimes. Ce type de données est bien sûr peu publié à l'exception notable des ministères norvégiens et britanniques. Finalement, les réserves ne sont jamais si bien connues que lorsque l'on arrête définitivement la production. Les coefficients moyens de 30 %, obtenus en général par injection d'eau permettant de maintenir la pression de fond et de « pousser » l'huile vers les puits producteurs, ont bien sûr fait rêver bien des financiers et des producteurs et fait travailler les méninges de bien des géologues et ingénieurs réservoir. Pourquoi cette limitation ? Comment oser laisser tant de beaux barils en terre ? Comment augmenter ce coefficient ? Plusieurs raisons convergent pour restreindre la récupération : la connaissance faible de l'architecture interne du réservoir (imaginer le château de Versailles après quelques sondages verticaux est un sacré défi !), la tortuosité du réseau poreux, la viscosité des fluides (qui « collent » à la paroi rocheuse et laissent l'eau plus mobile, mieux circuler). Plusieurs approches ont été tentées pour améliorer cette récupération. D'abord augmenter le nombre de puits producteurs en réduisant leur rayon de drainage unitaire, forer des puits horizontaux qui intersectent une bien plus grande longueur de réservoir: il s'agit cependant là souvent d'anticipation de production plus que de réserves supplémentaires. Les méthodes modernes appelées EOR, les plus efficaces consistent à :

- diminuer la viscosité du pétrole lui-même en injectant de la vapeur d'eau soit dans un même puits (une période d'injection suivie d'une période de production ou « huff and puff ») ou dans une paire de puits horizontaux kilométriques séparés verticalement de quelques mètres (technique dite SAGD : Steam Assisted Gravity Drainage). L'injection de gaz miscible (méthane, CO₂, Azote) permet aussi de diminuer la viscosité.
- diminuer le contraste de viscosité entre huile et eau et donc augmenter la viscosité de l'eau par addition de surfactants ou de polymères solubles. Très efficaces même si rarement employées ces méthodes sont handicapées par la logistique à mettre en place (des tonnes de polymères à fabriquer puis transporter puis injecter) et le coût.

Cependant même si toutes ces méthodes conduisent à des EROEI faibles, l'EOR est clairement une voie majeure d'augmentation significative des réserves pétrolières à côté du développement des pétroles non-conventionnels. En supposant une amélioration de 20% des récupérations actuelles on augmenterait de 6% la récupération actuelle soit **environ 500 Gb ou près de 15 ans de production au rythme actuel**.

4.2 Les découvertes potentielles ou le « YTF Yet to Find »

On s'aperçoit aisément et c'est là aussi une règle statistique absolue à l'échelle d'un terrain de chasse unitaire, le bassin sédimentaire, que les grandes découvertes sont faites rapidement au début de l'exploration. Plus un champ est gros, plus il est « facile » à trouver, plus il est visible ou plutôt « lisible » par nos moyens de reconnaissance et d'interprétation (cartes géologiques, photos satellites, géophysiques, forages). En conséquence on peut penser qu'après avoir effectué en un siècle, la reconnaissance de plus de 500 bassins sédimentaires dont environ 200 sont réellement pétroliers ce qu'il reste à trouver (le fameux YTF, « yet to find » des américains) est limité et se trouve principalement dans les bassins non reconnus c'est-à-dire les bassins arctiques en particulier en Russie, les bassins situés par très grande profondeur d'eau (plus de 2 000 m) et quelques bassins de piedmont (ou « foothills ») dans lesquels l'acquisition et le traitement sismiques se heurtent encore à des problématiques complexes d'imagerie. Ce qui ne doit pas bien sûr nous faire croire que l'exploration est sans intérêt : plaisir toujours renouvelé du géologue pétrolier, elle est aussi très rentable pour ceux qui trouvent soit des gisements petits à moyens dans des bassins matures vite développés car proches d'installations existantes ou ceux, les pionniers, qui trouvent des géants dans les rares bassins non encore explorés (bassins dit « frontier »). Ces dernières années ont d'ailleurs montré que l'exploration n'était pas finie : Méditerranée orientale (Israël, Chypre, Egypte), Bassins pré-salifères de Campos et surtout Santos en deep offshore brésilien, Bassin de la Rovuma au Mozambique, Mer de Kara en arctique russe, East African Rift en Ouganda, Bassin de Tano au Ghana, les exemples sont nombreux de nouvelles provinces découvertes, principalement gazières cependant, même si malheureusement cela ne change pas grand-chose en terme de réserves totales. Cette exploration ajoute environ en effet 20 Gbep⁴ par an de réserves dont 40% de pétrole (8 Gb/an) et 60% de gaz à comparer aux 50 Gboe (huile 35 Gb et gaz 15 Gboe en 2014) consommées chaque année. C'est à la fois très loin d'être un remplacement mais loin d'être négligeable et pour le découvreur et pour le consommateur. Le « YTF » total serait compris **entre 200 et 550 Gb d'huile** (valeur mini et moyenne de la dernière étude de l'USGS, 2012).

4.3 Les réserves conventionnelles actuelles

Outre les difficultés techniques, des phénomènes politiques contrarient également l'exactitude des chiffres de réserves. L'exemple le plus remarquable est celui de l'OPEP cartel dans lequel tout pays doit maximiser ses réserves puisque celles-ci ont une influence sur les quotas de production donc les revenus : ainsi à la fin des années 1980 les « réserves » de l'OPEP ont été augmentées de quelque 300 Gb sans découvertes majeures associées. Du côté des compagnies pétrolières indépendantes (IOC), les chiffres de réserves soit disant 1P, sont souvent confondus avec les 2P, les 3P et voire parfois les ressources donc sans y affecter le moindre différentiel de coefficient de récupération ! On comprend du coup la difficulté à fournir des chiffres validés ; ainsi sur la figure 2 nous avons fait figurer les réserves 1P proposées par le AIE/WEO et l'OGJ (Oil and Gas Journal 2014) montrant un chiffre proche de celui de la récente publication de bp (Statistical Review, 2015) voisin de 1 700 Gb. Ces réserves incluent l'ensemble

des catégories de pétrole naturel telles que décrites au chapitre précédent. Ce chiffre qui montre une augmentation continue depuis 1950 est à prendre avec précaution puisque depuis 1980 la production est supérieure aux découvertes et qu'en conséquence les réserves devraient baisser à moins de supposer une augmentation massive des coefficients de récupération ! Une courbe plus probable basée sur les données de publications techniques, en particulier l'indépendant IHS energy, ou le DOE (Département of Energy) américain, a été réalisée par J. Laherrere pour l'ASPO (Association for Study of Peak Oil). Elle montre des réserves probables inférieures à 900 Gb logiquement en décroissance depuis 1985. Ces différences considérables sont très liées à ce que nous avons appelé et décrit dans le chapitre sur les coefficients de récupération (RF).

En conséquence, les réserves mondiales initiales seraient comprises entre 1 200 (réserves produites) + 1 700 (Réserves restantes d'après bp) + 550 (réserves à trouver : YTF moyen) soit 3 450 Gb et 1 200 + 900 (réserves ASPO) + 200 (YTF mini) soit 2300 Gb : en faisant une moyenne nous arrivons au fameux chiffre d'environ **3 000 Gb d'huile conventionnelle initiale probable**.

4.4 Les réserves non-conventionnelles ou LTO

Beaucoup plus compliqué est l'inventaire des réserves d'huile de roche-mère (shale oil). Cet inventaire est loin d'être complet même dans des bassins matures, parce que les teneurs en hydrocarbures et en eau respectives de ces roches mères matures sont généralement inconnues et que nous n'avons pas les données suffisantes des coefficients de récupération même aux USA. C'est d'ailleurs un des buts implicites de l'actuelle bataille des prix déclenchée par les Saoudiens pour savoir pendant combien de temps les puits de shale-oil américains produiront et apprécier ainsi par analogie les réserves ultimes des LTO.

En conséquence il faut tenter de trouver une méthode globale non basée sur un inventaire exhaustif de chaque bassin sédimentaire mondial (exercice lancé par l'USGS) pour approcher le potentiel de ressources/réserves mondiales. D'après des calculs effectués dans de très nombreux bassins, on connaît les ordres de grandeur des hydrocarbures générés par les principales roche-mères matures des principaux bassins pétroliers. On connaît par ailleurs la quantité de pétrole conventionnel piégé égal aux réserves divisées par le facteur de récupération ultime soit 3 000/0.40 soit près de 7 500 Gb. Quand on compare, par bassin, le « généré » au « piégé » dans les champs conventionnels connus, on obtient des valeurs comprises entre 0.5 et 10% (ce coefficient s'appelle le PSY : « petroleum system yield ») ; en utilisant un coefficient PSY moyen de 5%, probablement fort, pour les besoins de la démonstration on obtient alors 150 000 Gb de généré total. On suppose également que le rendement de la migration (entre roche mère et piège) est faible de l'ordre de 10 %, le pétrole, non piégé ayant généralement été oxydé en surface. En supposant un rendement de 10% on obtient un « migré » de 75 000 Gb donc 150 000-75 000 = 75 000 Gb de pétrole resté dans les roches mères matures. Ce chiffre pourrait correspondre au potentiel de ressources ultimes mondiales en non-conventionnel. Le coefficient de récupération difficile à

4/ ep : équivalent pétrole.

établir aujourd'hui par manque d'historique pourrait être voisin de 10% soit 7 500 Gb et seulement 20% de l'ensemble des bassins sédimentaires pourraient être exploitables principalement dans les grands bassins pétroliers matures et peu peuplés tel que Sibérie Occidentale, Afrique du Nord, Moyen-Orient, Centre et Ouest de la Chine, Argentine, USA et Canada **soit 1 500 Gb** soit la moitié des réserves initiales d'huile conventionnelles. On aura compris que ce calcul est fragile en particulier du fait de nos faibles connaissances (manque d'historiques et difficultés des études de laboratoire sur ces roches nano-darcéennes) sur les saturations en huile et des coefficients de récupération après fracturation. **Mais on voit que c'est seulement la mise en production de ces huiles non-conventionnelles qui pourrait peut-être permettre de compenser la diminution de la production d'huile conventionnelle** (le pic pétrolier actuel du conventionnel a été atteint en 2010). Il y a cependant loin de la coupe aux lèvres et le modèle américain qui a permis le renouveau extraordinaire de la production américaine remontée en 2014 à 11.6 Mbj (bp 2015 Statistical Review) dont un peu moins de 5 Mb de LTO, ne peut pas être exporté au reste du monde même dans les bassins nommés ci-dessus où la structure de la propriété, des taxes, et des équipements pétroliers sont très loin d'être analogues et où le « support » et de la planche à billet de la FED et de la Bourse de Wall Street seront, probablement, absents. Il s'agit en effet de mettre en place une véritable « drilling and development factory » qu'aucun pays même ayant une industrie pétrolière compétente, ne peut faire surtout avec les prix actuels du brut de l'ordre de 50 US\$/b. Par ailleurs le bilan énergétique des shale oils est faible à mauvais avec des EROEI (Energy returned on energy invested) avoisinant 10 à 20 alors que les huiles conventionnelles même offshore sont comprises entre 100 et 40 ! Il est cependant clair que ces ressources sont d'une manière ou d'une autre intégrées dans les prévisions de réserves mondiales de l'OGJ ou BP.

4.5 Les schistes bitumineux et leurs ressources

Encore plus incertain est le calcul des réserves en oil shales ou pétrole de schistes bitumineux, ces roches-mères de pétrole, immatures car pas assez enfouies pour être entrées dans la fenêtre à huile, qui peuvent être source d'hydrocarbures par combustion/chauffage in situ ou ex-situ, par pyrolyse en four

(retorting) porté à une température de 500°C ! Ces roches ont été intensément exploitées d'abord en France (Autun, Bourgogne) et en Grande Bretagne (Midland Valley, Ecosse) au XIX^{ème} siècle et de manière plus importante au XX^{ème} siècle en Estonie où le maximum de production semble avoir été atteint en 1980 (50 t/an). On considère que « l'appellation » oil shale est obtenue pour une roche avec les caractéristiques suivantes : teneur en hydrocarbures supérieure à 100l/t, pouvoir calorifique entre 500 et 4 000 cal/g, épaisseur supérieure à 20 m. Cependant toutes les productions réalisées montrent un bilan énergétique faible (EROEI proche ou inférieur à 1) pour ne pas dire désastreux et qu'on ne peut seulement envisager qu'en cas d'énergie électrique bon marché (nucléaire ?) et/ou plutôt en période de non-utilisation (énergies renouvelables). Mais s'agit-il là de ressources récupérables ?, l'USGS parle de 2 800 Gb dans une trentaine de pays sans compter la Russie et le Moyen Orient !

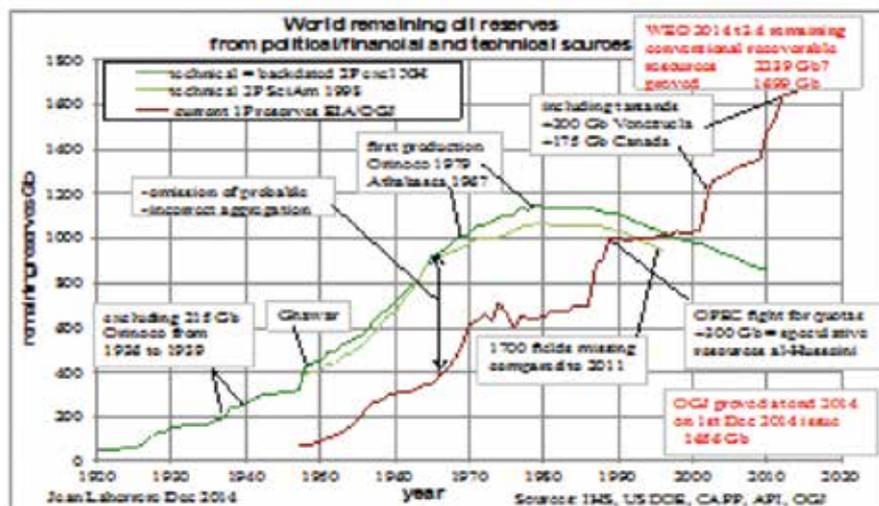
4.6 Profils mondiaux

En fonction des réserves non-conventionnelles (LTO) mobilisables l'évolution des productions potentielles peuvent être fort différentes. Pour l'OPEC/WOO, Exxon et l'EIA/WEO les profils de production montrent une montée vers 110 Mbj sans problèmes apparents jusqu'en 2040 donc certainement avec intégration importante de LTO américain ou autres même si ces derniers sont encore peu visibles (Canada, Argentine exceptés). Par contre l'ASPO (J. Laherrere Avril 2015) montre un pic/plateau vers 2015-2020 entre 92 et 95 Mbj : nous serions donc proches du peak-oil tous types de pétrole naturels confondus (à l'exception des LPG dépendants de la production de gaz). Il est sûr que la récente baisse des prix du brut qui devrait permettre d'augmenter la consommation en 2015/2016 ne va pas favoriser la production moyen et long terme puisque de très nombreux projets d'investissements ont été retardés ou arrêtés dès fin 2014. On estime à 250 GUS\$! le montant des projets d'exploration-production soit autour de 3 Mbj en moins à l'horizon 2025.

5. Impacts environnementaux du pétrole et des produits pétroliers

La grande densité énergétique volumique et massive, du pétrole et des carburants pétroliers est à l'origine du succès de cette énergie. Disponibles sous forme liquide, aux conditions de température et de pression ordinaires, ils présentent de plus l'intérêt de pouvoir être pompés, stockés, transportés facilement, un ensemble d'atouts qui les rend difficilement substituables aujourd'hui dans les transports.

Revers de la médaille, la production, la transformation et l'usage du pétrole ne vont cependant pas sans poser des problèmes, notamment environnementaux. A l'échelle globale tout d'abord, la consommation des hydrocar-



Courbe verte : Réserves restantes probables 2P techniques
 Courbe marron : Réserves restantes prouvées 1P (FMI/WEO et OG Journal)

Figure 3 : Evolution des réserves mondiales : de belles contradictions !

bures liquides, comme celle de l'ensemble des sources d'énergie fossile, a une responsabilité dans l'accroissement de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère, l'un des principaux gaz à effet de serre responsable du changement climatique. La combustion du pétrole et des produits pétroliers est en 2012 à l'origine de plus d'un tiers des émissions de CO₂ du secteur de l'énergie, derrière le charbon 44 % et devant le gaz naturel. Si à l'échelle mondiale, les émissions liées aux hydrocarbures liquides ont moins augmenté (+ 30%) durant les 25 dernières années que celles liées au charbon ou au gaz naturel (accroissement de plus de 60 % chacun), il n'en reste pas moins que, principale énergie du transport, le brut, dans le cadre des politiques de la lutte contre le changement climatique, fait l'objet d'une attention particulière. Dans l'Union européenne des 27, le secteur transport a été le seul secteur à voir ses émissions de CO₂ augmenter entre 1990 et 2012. A une échelle plus locale, d'autres impacts se rappellent régulièrement à nous dans l'actualité. La combustion des carburants dans les moteurs est à l'origine d'émission de polluants locaux : monoxydes de carbone, composés organiques volatils, oxydes d'azote, particules, ozone, etc... Si les efforts continus de recherche et l'évolution des réglementations ont permis de diviser par 10 voire par 100 les émissions des véhicules neufs sur les 30 à 40 dernières années, les effets globaux à l'échelle des parcs en circulation dans une zone urbaine ne sont que partiellement visibles et la diminution des émissions locales reste une nécessité.

La diminution de l'impact environnemental du pétrole n'est pas seulement une préoccupation centrée sur son usage final, les conditions de production du brut sont également regardées avec attention. La forte hausse du prix du baril qui a marqué la période 2003-2014 a permis la mise en exploitation à grande échelle d'un ensemble de ressources nouvelles (bruts extra-lourds, sables asphaltiques, huiles de schiste) et pose la question de l'empreinte environnementale de ces développements : empreinte carbone de toutes les techniques utilisées pour exploiter certaines de ces réserves (injection de vapeur pour la production des sables asphaltiques, etc...), conséquence sur les ressources en eau nécessaires (exploitation et traitement des sables bitumineux ou fracturation hydraulique des huiles de schiste, etc...), empreinte au sol des installations de forage et de production (pétroles de schiste etc...). Aujourd'hui ces problèmes qui contribuent beaucoup à l'acceptabilité par les populations locales des projets plus large de développements des gisements de pétrole, sont regardés avec attention par les parties prenantes.

6. Pétrole et métiers des géosciences : encore un avenir ?

Nous l'avons vu, même dans le cadre d'accords volontaristes entre les grands pays consommateurs pour limiter le réchauffement climatique à au plus 2°C d'ici la fin du siècle, le pétrole restera encore pendant plusieurs décennies une source indispensable au bouclage de la demande mondiale d'énergie.

En effet, la comparaison des profils de production potentiels et des scénarii de demandes (voir figure 4) montre clairement deux tendances. La première montre que même si le profil de production OPEC/WOO 2014 très optimiste, car basé sur les réserves de BP et intégrant tous les types d'hydrocarbures (EHO et non-conventionnels/LTO) et ayant peu intégré la chute des investissements actuels, est réalisé, le scénario CP (Current Policies) qui consiste à continuer à consommer comme par le passé, n'est plus tenable à court terme (avant 2020) : il faut réaliser le scénario de demande NP (New Policies) déjà très ambitieux pour ne pas être en pénurie d'hydrocarbures liquides. La seconde tendance montre un « accord » assez étonnant entre le scénario de demande permettant de stabiliser les émissions de gaz carbonique équivalent à 450 ppm (scénario espéré par le GIEC et la COP 21) et le profil de production proposé par l'ASPO qui estime qu'après un pic/plateau vers 95 Mb la production déclinera naturellement avec un taux de déclin compris entre 5 et 12 % fonction des investissements de maintenance/EOR-IOR réalisés sur les champs en production et de la mise en production plus ou moins rapide des champs récemment découverts et à découvrir, conventionnels ou non.

Les ressources qu'il faudra mobiliser seront donc diverses, bruts conventionnels et non-conventionnels, situées dans des réservoirs de plus en plus complexes à trouver et à produire. La diminution de l'empreinte écologique de l'exploitation pétrolière sera un enjeu majeur : il faudra limiter l'empreinte au sol des installations, optimiser les processus de production, l'implantation et la structure des puits de manière à maîtriser les consommations d'eau, de matières premières d'une manière générale (acier notamment) et d'énergie nécessaires à une production acceptable sur le plan économique et environnemental.

On le conçoit, une connaissance fine des prospects et des réservoirs à produire sera un point clé pour l'industrie pétrolière des décennies à venir. Dans ce cadre les géologues resteront incontournables.

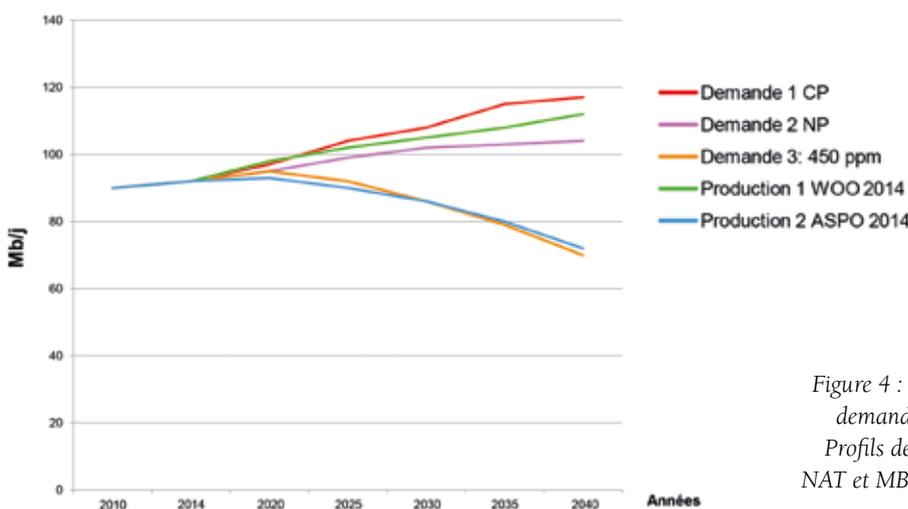


Figure 4 : Comparaison productions et demandes mondiales 2010-2040. Profils de Production et Demandes ; NAT et MB ; Septembre 2015. © TOTAL

La production de gaz face au changement climatique

Manoëlle LEPOUTRE (promo 1981). Directeur Dirigeants et équipes dirigeantes chez TOTAL

Dominique MARION (promo 1984). Directeur de la division gisement chez TOTAL

Introduction

Le gaz est dit énergie de transition du mix énergétique du futur. C'est en effet l'énergie la plus propre parmi les énergies fossiles carbonées, les ressources sont très importantes et il a acquis une flexibilité dans l'approvisionnement avec le développement du GNL, et une réactivité de mise en production avec le conventionnel.

Il devrait en cela prendre une part croissante dans un mix énergétique plus accessible, propre et durable, d'autant que son prix est attractif suite à la baisse des prix du pétrole depuis juillet 2015 qui a aussi entraîné une baisse des prix du gaz.

Sur les 5 années à venir, la mise en service de nombreux projets de GNL et le potentiel croissant du non conventionnel, devraient alimenter une offre importante de façon compétitive.

Sur le plus long terme, les réserves et ressources abondantes dans le conventionnel et les non conventionnels (tight gaz, gaz de schistes, gaz de charbon, hydrates...), devraient permettre la croissance de la part du gaz dans le mix énergétique, en particulier aux dépens du charbon dans la production d'électricité. Cependant les développements seront de plus en plus complexes et donc coûteux et les mises en production pourraient être différées en fonction des prix et des coûts de développement, dépendant eux-mêmes pour partie des progrès technologiques.

Dans ce contexte, les géosciences ont plusieurs défis à relever :

1) Créer de la valeur dans un contexte de prix bas, par l'optimisation des installations existantes :

- optimiser les productions et les taux de récupération par une caractérisation fine des réservoirs (sismique 4D, modélisation 3D, monitoring de réservoir, simulation d'écoulement) pour une gestion efficace des champs (forage de puits intercalaires, reperforations, stimulation des réservoirs, activation des puits, gestion de l'injection, EOR chimique ou thermique, etc...)

• Développer les satellites et explorer les zones proches des installations existantes à des coûts marginaux faibles

2) Préparer les relais de production futurs par l'exploration de zones frontières. Des découvertes majeures sont encore possibles !

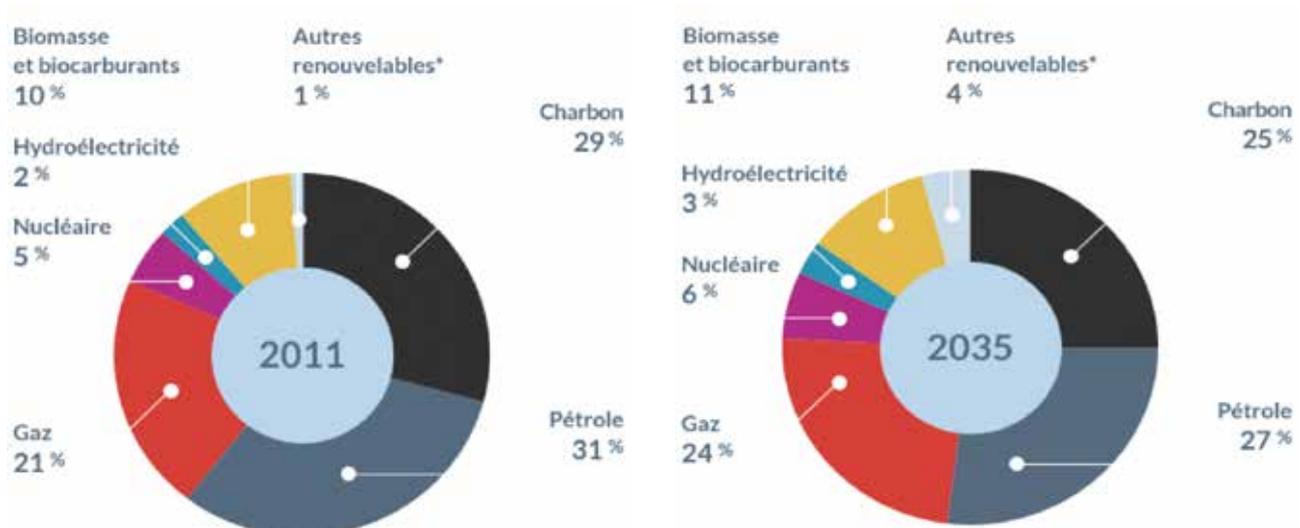
Pour y parvenir, des progrès technologiques seront encore nécessaires, en particulier dans les domaines de l'imagerie sismique, de la visualisation des écoulements, de la géo-modélisation ou de la simulation réservoir.

1. Consommation de gaz dans le monde : une part croissante du gaz dans le mix énergétique

En 2014, le gaz reste la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde (22 %), après le pétrole (32 %) et le charbon (27 %). Les États-Unis sont les premiers consommateurs de gaz au monde (695,3 Mtep). Leur consommation dépasse celles de la Russie, de l'Iran et de la Chine réunis, lesquels sont respectivement 2^e, 3^e et 4^e plus importants consommateurs de gaz dans le monde.

La demande mondiale de gaz a augmenté de 2,8 % par an en moyenne ces dix dernières années. C'est une croissance sensiblement plus rapide que celle de l'énergie (2,6 %), et que celle du pétrole en particulier (1,3 %).

Cette croissance de la consommation gazière est liée en grande partie à son développement dans le secteur électrique qui représente actuellement une part dominante de plus de 40 % de la consommation gazière mondiale. Le gaz naturel offre un bilan environnemental très favorable dans la production d'électricité. Les émissions de CO₂ liées à son utilisation sont deux fois moins élevées que celles des centrales à charbon les



Les sources d'énergies dans le monde

plus performantes. D'autre part la catastrophe de Fukushima a renforcé le potentiel de développement du gaz naturel par rapport au nucléaire pour répondre aux besoins en électricité. Enfin, l'amélioration des conditions d'approvisionnement, de transport et de stockage du gaz ont facilité la croissance de la consommation de gaz dans le monde.

Le gaz naturel étant l'énergie fossile carbonée la moins émettrice de gaz à effet de serre, la consommation de gaz devrait continuer à croître dans la perspective d'un mix énergétique plus durable, d'autant que les ressources gazières sont abondantes et que les fondamentaux économiques et technologiques de la production de gaz sont compatibles avec une croissance soutenue de la consommation de gaz.

Dans un scénario moyen d'augmentation de la demande en énergie primaire, l'Agence Internationale de l'Énergie estime que la consommation mondiale pourrait passer de 13 000 Mtep en 2011 à 17 400 en 2035 et la part du gaz de 21 à 24%.

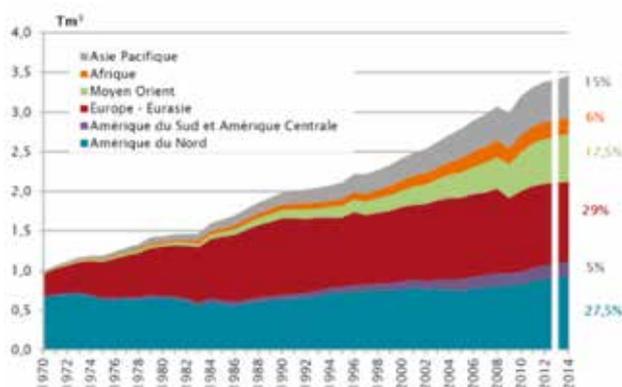
2. La production de gaz dans le monde

Les États-Unis sont les premiers producteurs de gaz naturel, fournissant 21,4 % de la production mondiale. Grâce au développement des gaz de schistes, les États-Unis ont connu en 2014 une importante production de gaz naturel (+ 6,1 % de croissance).

Malgré la baisse de 4,3 % de sa production, la Russie reste en 2014 le deuxième producteur mondial, suivie de l'Iran et du Canada. Le retour en 2015 de l'Iran dans le jeu diplomatique mondial est susceptible d'avoir des conséquences à moyen terme.

Avec 11,1 %, le Turkménistan enregistre la plus forte croissance de cette année 2014. Depuis plusieurs années, le pays exporte l'essentiel de sa production vers la Chine par un gazoduc qui traverse l'Ouzbékistan et le Kazakhstan.

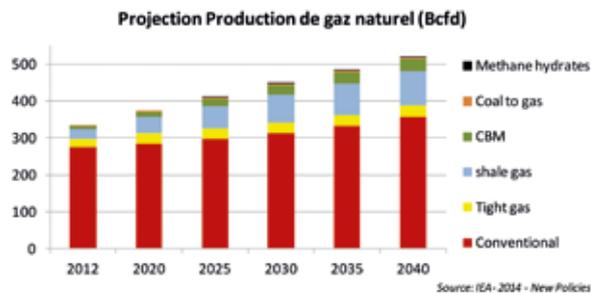
La production mondiale est dominée par le gaz conventionnel qui représentait, en 2012, 217 Bcf/j, soit 82% de la production mondiale. La production de gaz conventionnel devrait continuer à croître très fortement dans les décennies à venir et dépasser 300 bcf/j en 2030. La part relative du gaz conventionnel devrait en revanche diminuer au profit du non conventionnel dont le gaz de schistes dont la part de production pourrait passer de 8% en 2012 à 16% en 2030.



Historique de la production mondiale de gaz naturel

La production mondiale de gaz est également marquée par la contribution croissante du gaz naturel liquéfié (GNL). L'essor du GNL porté par l'éloignement progressif entre les grandes régions de production et de consommation, est appelé à se

poursuivre de manière très significative. En 2020, avec une production estimée à 373 Mt, le GNL devrait peser pour 13 % dans l'offre gazière mondiale. (source : CERA).



3. Les ressources gazières mondiales

Les ressources mondiales en gaz, estimées par différentes organisations internationales, sont très élevées et pourraient représenter plus de 250 années de production au rythme actuel de consommation de 120 Bcf/an.

Il faut néanmoins rester prudent sur la pertinence et la qualité de ces chiffres car le terme ressource est souvent utilisé de façon générique et amalgame des quantités d'hydrocarbures découvertes ou non découvertes, récupérables ou non récupérables, conventionnelles ou non conventionnelles, et parfois des quantités déjà produites.

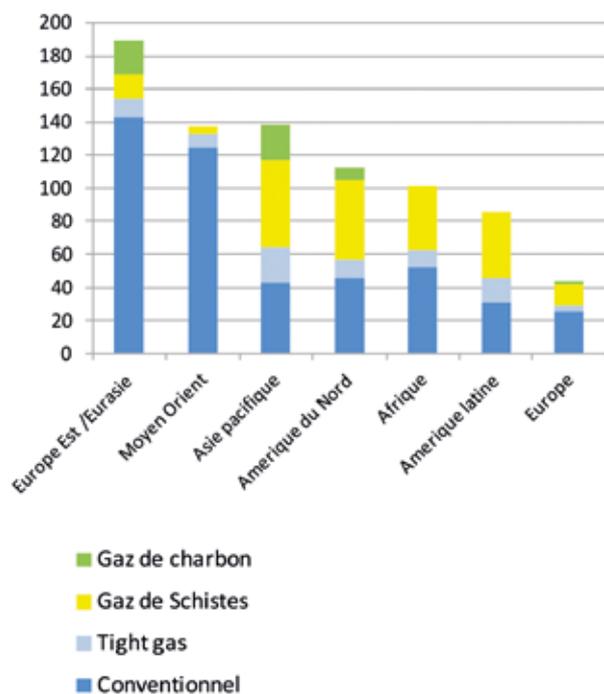
Pour évaluer plus précisément le potentiel gazier mondial il convient de distinguer par niveau de maturité décroissant et de risque croissant :

- 1) les réserves qui correspondent, pour une accumulation de gaz donnée, aux quantités de gaz qui sont commercialement récupérables avec un projet de développement donné.
- 2) les ressources contingentes qui correspondent à des quantités de gaz qui pourraient être développées au delà des réserves, dans un contexte technico-économique plus favorable
- 3) les ressources prospectives qui correspondent aux quantités potentiellement récupérables sur des accumulations non découvertes.

La fiabilité des chiffres de réserves et ressources est également très variable en fonction du niveau de connaissance des différentes thématiques. Pour les réservoirs conventionnels, les méthodes d'évaluations sont assez robustes et on peut considérer qu'elles ont fait leurs preuves. En revanche pour le non conventionnel, on ne dispose pas de méthodes fiables pour estimer les réserves d'un pays sans un échantillonnage statistique élevé de puits et un historique suffisant sur les productions.

Le tableau suivant reprend les chiffres de réserves prouvées et ressources publiés par l'IEA en 2014. A noter que les ressources pour les gaz de schistes sont probablement sous estimées, en particulier au Moyen-Orient, où les données ne sont pas disponibles. Les ressources d'hydrates ne sont pas non plus indiquées. Les quantités sont énormes, mais on peut considérer qu'elles ne joueront pas un rôle majeur dans les deux à trois décennies à venir.

Tcf	Conventionnel	Tight gas	Gaz de Schistes	Gaz de charbon	Ressources	Réserves prouvées
Europe est/ Eurasie	5 048	388	530	706	6 672	2 577
Moyen Orient	4 377	318	141	0	4 836	2 859
Asie pacifique	1 518	741	1 871	741	4 871	671
Amérique du Nord	1 624	388	1 694	247	3 918	459
Afrique	1 836	353	1 377	0	3 565	600
Amérique latine	1 094	530	1 412	0	3 036	282
Europe	884	141	459	71	1 589	177
Total mondial	16 415	2 859	7 448	1 765	28 452	7 625



Ressources de gaz mondiales (Tcm 1/1/2014).

Source : IEA-2014

3.1. Les réservoirs conventionnels

Les réservoirs conventionnels recèlent des réserves de gaz estimées à environ 6 500 Tcf. Ces volumes correspondent à des quantités découvertes et récupérables avec les technologies et les conditions économiques actuelles. Trois pays – l'Iran, la Russie et le Qatar – abritent actuellement près de 50 % de ces réserves conventionnelles de gaz naturel.

Avec des réserves de 1 200 Tcf, le champ géant du North Dome/South Pars, situé entre le Qatar et l'Iran, représente à lui seul plus de 15% des réserves mondiales de gaz. 16 phases de développement sont prévues pour le North Dome par le Qatar et plus de 30 pour South Pars par l'Iran. La production 2015 devrait atteindre 50 Bcf/j dont 50% destinés à alimenter des usines de GNL.

Urengoroy est le deuxième plus gros champ de gaz après North Dome/South Pars. Situé au nord-ouest de la Sibérie, ce champ a produit depuis 1978 plus de 130 Tcf de gaz pour une accumulation estimée à 220 Tcf. Sa production actuelle est de 25 Bcf/j.

Pour mesurer la taille de ces objets géants, le champ de Lacq, en comparaison, a produit 9 Tcf de gaz en 48 ans.

De très grands développements de plusieurs dizaines de milliards de dollars d'investissements continuent de voir le jour, en particulier pour alimenter de nouvelles usines LNG. C'est le cas en Australie avec les développements offshore de Gorgon, Ichthys, Prelude, en Sibérie avec le développement du champ de South Tambay qui doit alimenter l'usine de Yamal LNG.

D'autres développements majeurs pourraient prendre le relais avec les champs de Shtokman en Sibérie, Prudhoe Bay en Alaska en cas de construction d'un pipe gaz entre l'Alaska et les USA, Jupiter au Brésil, Perla au Vénézuéla, Abadi en Indonésie.

Au-delà de ces réserves, il existe, pour le gaz conventionnel, un potentiel additionnel de ressources découvertes d'environ 2 700 Tcf qui pourrait être développé en fonction des conditions économiques et technologiques.

Le potentiel d'exploration résiduel des réservoirs conventionnels est estimé à environ 6 400 Tcf. Une grande partie de ce potentiel se situe dans des zones frontalières difficiles à explorer soit parce qu'il s'agit de domaines peu accessibles, complexes à opérer, avec des infrastructures insuffisantes ou des réglementations trop strictes, soit parce qu'elles se situent en limites de technologies d'acquisition et d'imagerie sismique ou de forage (HP/HT, profondeur d'eau, enfouissement).

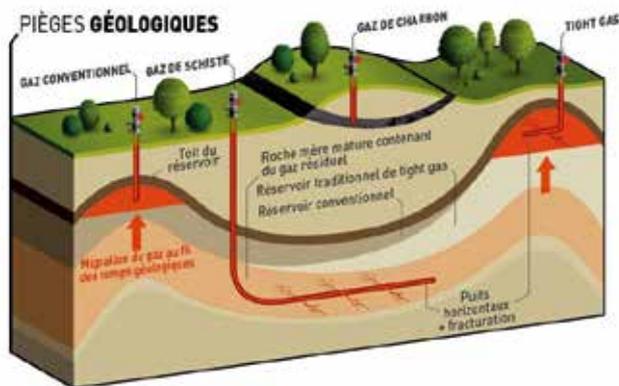
Parmi ces zones frontalières, la zone arctique reste très peu explorée avec des densités de forage très faibles, en particulier en Sibérie ou au Groenland. Pourtant, statistiquement, on estime qu'environ 30% du gaz non découvert pourrait se situer dans les mers de Barents, Pechora ou Kara, ou dans le bassin sud-ouest du Groenland. Ces développements seront néanmoins très coûteux car les infrastructures de traitement et d'export sont à construire dans ces zones éloignées des marchés.

Le Moyen-Orient recèle encore un potentiel d'exploration significatif, en particulier dans les niveaux profonds du Paléozoïque où plus de 800 Tcf de ressources restent à découvrir selon l'USGS. L'Australie, l'Afrique de l'Est, la mer Caspienne, la Méditerranée sont autant de zones potentielles qui peuvent encore faire l'objet de découvertes significatives.

3.2. Les réservoirs non conventionnels

L'appellation gaz « non conventionnels » recouvre généralement trois types de ressources gazières : le gaz de schistes, le tight gas et le gaz de charbon. Ce n'est pas leur nature chimique qui les distingue du gaz conventionnel, mais les caractéristiques de la roche qui les contient. On peut également rajouter au périmètre du gaz non conventionnel les hydrates de gaz.

Les accumulations de gaz non conventionnels sont gigantesques, mais la productivité de ces réservoirs est bien moins bonne que celle des réservoirs conventionnels, ce qui implique de forer plus de puits pour des productions équivalentes.



« Tight gas »

Le terme « tight gas » fait référence à des réservoirs à gaz de faible perméabilité (inférieure à 0.1 mD) pour lesquels la stimulation par fracturation est nécessaire pour les produire de façon économique. Dans certains réservoirs fracturés, des productions économiques peuvent être obtenues à partir de puits horizontaux ou multilatéraux, sans faire appel à de la stimulation, mais en utilisant la perméabilité naturelle du réseau de fractures.

Les tight gas ont été développés de façon significative aux Etats Unis depuis les années 70. L'augmentation du prix du gaz, combinée aux progrès réalisés dans les domaines de l'évaluation des réservoirs, de la complétion et la stimulation des puits ont contribué à la mise en production de ces réservoirs de qualité médiocre. En cela, les tight gas ont facilité l'émergence des gaz de schistes.

Les ressources mondiales sont estimées à environ 2800 Tcf. Le développement de ces ressources devrait bénéficier des gains de productivité dans le domaine du forage et de la stimulation des gaz de schistes.

Gaz de schistes

Les gaz de schistes ou shale gas en anglais sont issus de roches sédimentaires composées de matériaux fins à prédominance argileuse, riches en matière organique et qui se sont déposées dans des environnements de faible énergie. Au fur et à mesure de leur enfouissement, les roches sédimentaires se sont transformées sous l'effet combiné de la pression et de la température. Elles sont devenues des roches à structure compacte et feuilletée, d'où l'appellation de schistes, bien qu'elles n'en soient pas.

Le gaz naturel est présent soit sous forme adsorbée, soit contenu dans la porosité de fracture ou dans les micropores des argiles. Ces roches ont des perméabilités extrêmement faibles (micro à nano Darcy) et leur productivité naturelle est pratiquement nulle. Pour en extraire le gaz, il est nécessaire de fracturer la roche pour en augmenter la perméabilité.

La première production commerciale de gaz de schistes date de 1821, date du forage d'un puits dans l'Etat de New-York. Des quantités marginales ont ensuite été produites dans les bassins des Appalaches et du Michigan. Le véritable essor des gaz de schistes est intervenu il y a environ 10 ans, avec le développement massif du Barnett au Texas qui a produit jusqu'à

5bcf/j en pic il y a quelques années.

Le potentiel des Etats-Unis est estimé à 1 100 Tcf (source ARI). Les ressources sont réparties dans plus de 70 bassins dont les plus prolifiques sont le Marcellus, l'Utica, le Haynesville et l'Eagle Ford. Grâce au développement de ces différents plays, les Etats-Unis pourraient devenir très prochainement autosuffisants en gaz.



Une présence sur tous les continents

Dans le reste du monde, le gaz en place contenu dans les gaz de schistes pourrait représenter plus de 31 000 Tcf (source EIA), pour des ressources d'environ 6 000 Tcf. Ce potentiel concerne de très nombreux pays dans le monde, mais il n'est pas certain que le contexte politique, économique et sociétal qui a favorisé le développement massif du gaz de schistes aux Etats-Unis puisse se transposer partout ailleurs.

Gaz de charbon

Le gaz de charbon ou CBM, Coal Bed Methane en anglais, fait référence au gaz associé et produit à partir de couches de charbon. Le gaz est composé majoritairement de méthane, mais il peut aussi contenir de l'éthane, du dioxyde de carbone, de l'azote, de l'hydrogène. Les couches de charbon jouent à la fois le rôle de roche-mère et de réservoir pour le gaz qui se présente principalement sous forme adsorbée. Les réservoirs à bonne productivité sont généralement peu profonds (moins de 1 000 m), la porosité et la perméabilité du charbon se dégradant assez rapidement avec la profondeur.

La production exige de réduire la pression dans la couche de charbon pour libérer le gaz adsorbé. Pour ce faire, l'eau se trouvant naturellement dans le réseau de fractures du charbon est extraite par pompage. C'est une des caractéristiques des développements de gaz de charbon que de produire des quantités importantes d'eau avant de produire le gaz. Le temps nécessaire pour dépressuriser le réservoir varie d'un gisement à l'autre et peut prendre de quelques mois à quelques années en fonction de l'activité de l'aquifère. C'est un des critères de succès pour l'économie d'un développement de gaz de charbon.

Les ressources associées au CBM sont estimées autour de 2 000 Tcf. L'essentiel de ces ressources est localisé en Russie, Chine, Canada, USA et Australie.

En Australie, le gaz de charbon sert depuis 2014 de source d'approvisionnement pour des trains de LNG. Trois projets de liquéfaction ont été mis en opération sur la côte est (Queensland Curtis LNG, Australia Pacific LNG et Gladstone LNG). Ces trois usines devraient produire en plateau 3,5 Bcf/j.

Hydrates de gaz

De très grandes quantités de gaz peuvent être stockées sous forme d'hydrates dans les sédiments. Un volume unitaire

d'hydrate peut ainsi emmagasiner (ou libérer) 160 volumes de méthane durant sa formation (ou sa décomposition).

Les hydrates de gaz naturel ont l'apparence et la consistance de la glace. Ce sont des molécules de gaz (comme le méthane) entourées par un réseau de molécules d'eau disposées en cage. Dans la nature, ces structures sont stables dans certaines conditions de température et de pression. On les trouve en abondance dans les océans dans les premières centaines de mètres de sédiments et dans une moindre mesure dans le permafrost des régions arctiques.

L'estimation du gaz en place dans les sédiments sous forme d'hydrates est très incertaine. Des valeurs autour de 1 000 téramètrescubes (300 fois la consommation annuelle actuelle) sont admises.

L'extraction de ces volumes considérables d'hydrates reste un défi majeur et fait l'objet de recherches et pilotes. Trois méthodes de production des hydrates sont à l'étude : par dépressurisation des réservoirs, par injection de chaleur ou par inhibition chimique.

Un pilote offshore de production a été réalisé récemment au Japon par 1 000 m d'eau. Une dépressurisation du réservoir a été appliquée pour amener la pression réservoir en dessous du seuil de stabilité des hydrates. Le puits a produit un cumulé de 120 km³ de gaz en 6 jours.

4. Les défis de la géologie pour transformer les ressources gazières en production

Une part prépondérante des ressources gazières, qu'elles soient conventionnelles ou non conventionnelles, reste à développer ou à explorer. Le gaz devrait donc représenter un formidable terrain de jeu pour les géologues dans les années et décennies à venir, compte tenu de la part croissante du gaz dans le mix énergétique mondial.

A court terme et dans l'environnement actuel de prix faible du gaz, le défi de l'industrie est d'abaisser le point mort des champs en production et des projets de développement pour maintenir un niveau de rentabilité suffisant. Pour y parvenir, les exploitants, les architectes pétroliers, les foreurs doivent s'attacher à réduire les coûts de production et de développement alors que les géologues doivent chercher à maximiser les productions pour, in fine, abaisser les coûts techniques par m³ de gaz produit.

Dans ce contexte, les géologues doivent maîtriser les tech-

niques de caractérisation des réservoirs (sismique 4D, modélisation 3D, monitoring de réservoir, simulation d'écoulement) pour gérer de façon efficace les champs en production (forage de puits intercalaires, reperforations, stimulation des réservoirs, activation des puits, gestion de l'injection, EOR chimique ou thermique, etc...) et optimiser les productions et les taux de récupération. Ils doivent aussi explorer les zones proches des installations existantes, pour maximiser l'utilisation des installations existantes en développant des satellites à coûts marginaux faibles.

A moyen terme, et pour répondre à la demande croissante de gaz, il sera nécessaire de mettre en production de nouvelles ressources qui seront plus complexes et plus coûteuses à explorer et développer et dépendront des progrès technologiques.

Historiquement, l'industrie a démontré sa capacité à répondre à la demande de gaz grâce à l'innovation technologique ainsi qu'à une utilisation plus efficace et poussée des technologies existantes. Cela a permis de produire le gaz contenu en grande quantité dans les schistes ou les réservoirs tight, mais aussi de développer des formations HP/HT ou des réservoirs situés par grande profondeur d'eau. Des sauts technologiques ont été obtenus dans de nombreux domaines. Dans les géosciences, les progrès en acquisition et traitement sismique combinés à l'explosion des capacités de calcul ont révolutionné le travail des explorateurs et des ingénieurs gisements avec les images 3D et 4D du sous-sol. Les méthodes de géomodélisation ou de simulation numérique ont également enregistré des gains de performance spectaculaires. En 10 ans, la puissance de calcul des super calculateurs a été multipliée par 1 000, la taille des modèles de simulation a été multipliée par 10 000.

Des progrès technologiques dans le domaine de l'imagerie sismique seront encore nécessaires pour explorer des structures encore plus profondes, des structures sous sel, des zones de foothills et débloquent de nouvelles ressources dans des zones frontalières.

Dans le domaine de la récupération améliorée des réservoirs, la capacité à visualiser les écoulements à toutes les échelles (du pore avec les techniques de tomographie aux rayons X jusqu'à l'échelle des corps sédimentaires avec la sismique 4D) va devenir indispensable pour sélectionner les meilleurs mécanismes de récupération.

Les géologues ont donc un avenir prometteur dans le domaine du gaz que ce soit dans l'exploration, la production ou le développement technologique.

Quel avenir pour les « nouveaux pétroles ? »

Une vision à moyen terme (2020-2050) de la production pétrolière

Alain PERRODON (promo 1947). Ancien Professeur de géologie pétrolière à l'ENSG. Ancien Directeur Exploration de ELF.

Pierre-René BAUQUIS (promo 1964). Professeur Affilié à l'IFP School. Ancien Directeur Stratégie et Planification chez TOTAL.

Introduction

Notre titre a été choisi pour faire sourire les géologues, car ils savent bien qu'il n'y a pas d'hydrocarbures qui soient nou-

veaux : tous les types d'hydrocarbures, des plus lourds aux plus légers, sont connus depuis longtemps. Ce qui peut être nouveau est la mise en exploitation de ressources réputées jusqu'à une certaine époque non économiquement productibles. Longtemps, on a utilisé les termes d'hydrocarbures

classiques ou conventionnels pour ceux que l'on savait produire de façon économique et d'hydrocarbures non conventionnels pour ceux dont les techniques du moment ne permettaient pas la mise en production économique. La limite entre ces deux familles n'ayant cessé de se déplacer en liaison avec les progrès des techniques, on utilise désormais le nom de pétrole ou gaz non conventionnels dans deux types de circonstances :

- Soit ce sont des hydrocarbures qui ont des caractéristiques particulières de haute densité et forte viscosité, entraînant le recours à des technologies de production spécifiques – cas des bitumes, sables bitumineux, ou bruts ultra lourds ;
- Soit ce sont les réservoirs, ou plutôt les roches, dans lesquels sont contenus les hydrocarbures eux-mêmes qui présentent des caractéristiques spécifiques, obligeant à recourir à des techniques de production particulières. C'est en particulier le cas des pétroles et gaz de roches-mères, dits de « schistes ».

Nous avons détaillé ces aspects sémantiques dans le N°99 d'Ingénieurs-géologues de Novembre 2012 (« Shale oil, shale gas et autres non conventionnels dans une perspective géologique » – par Alain Perrodon et Pierre-René Bauquis).

C'est le progressif écrémage des pièges conventionnels qui a contraint l'industrie pétrolière à étendre la gamme des hydrocarbures et des types de gisements à laquelle elle se trouvait devoir recourir. Cette obligation découle du fait que depuis plus de vingt ans déjà, notre industrie découvre chaque année moins de nouvelles réserves résultant de l'exploration pétrolière qu'il n'en est consommé. Ce phénomène majeur est masqué au niveau des statistiques publiées des « réserves récupérables » d'une part par l'amélioration des taux de récupération, et d'autre part par l'entrée massive de « ressources non conventionnelles » dans la famille des réserves récupérables. Ainsi, depuis le début des années 2000, l'exploration pétrolière n'aura permis de découvrir comme « nouvelles réserves » que la moitié environ de ce qui a été consommé au plan mondial. Ce constat montre toute l'importance, pour l'avenir, d'avoir recours aux ressources dites non conventionnelles. Parmi celles-ci, les bitumes et pétroles ultra lourds sont entrés en production à grande échelle depuis une vingtaine d'années déjà, au Canada tout d'abord puis au Vénézuéla. La dernière famille d'hydrocarbures à avoir été mise en production depuis une dizaine d'années seulement, est celle des réservoirs ultra compacts constitués pour l'essentiel de roches-mères, matures à huile ou à gaz, avec un passage progressif entre ces deux sous familles (roches-mères contenant des gaz à condensat). Ce sont donc ces « shale oil » et « shale gas » qui seuls mériteraient le nom quelque peu abusif de « nouveaux hydrocarbures ».

1. Quelques caractéristiques géologiques

Ces hydrocarbures dits de schistes présentent trois caractéristiques géologiques essentielles :

- Ils proviennent de roches-mères matures,
- Leur géologie est non concentrée, c'est-à-dire diffuse,
- Leurs « réservoirs » sont extrêmement compacts.

Provenant de roches-mères matures à huile, à gaz humide ou à gaz sec, ces hydrocarbures sont donc de type classique au plan physico-chimique. En ce qui concerne les fractions

liquides, ce sont des pétroles légers, car n'ayant pas ou très peu migré, ils n'ont pas été oxydés ou altérés. Cette première caractéristique les différencie totalement des schistes bitumineux (« oil shale » à ne pas confondre avec « shale oil » !), roches-mères non matures qui ne sont exploitables à ce jour que par pyrolyse.

La seconde particularité géologique de ces hydrocarbures dits de « schistes » est d'être restés contenus dans leur roche-mère ou à proximité immédiate de celle-ci. Il en résulte qu'ils n'ont pas été concentrés dans des pièges comme dans le cas des gisements conventionnels. Ils sont restés à l'état diffus, occupant de larges surfaces. On peut ainsi comparer la surface du plus grand gisement conventionnel, Ghawar en Arabie Saoudite, de l'ordre de 2 000 km² à celle de la plus grande surface connue de roche-mère mature, le Bazhenov en Russie, qui s'étend sur quelques 500 000 km².

Leur troisième caractéristique géologique découle de cette situation particulière, car les roches les contenant ne sont pas des formations de type « réservoir » au sens classique du terme. Elles se caractérisent par des perméabilités cent ou même mille fois plus faibles que celles des gisements conventionnels.

2. Quelques caractéristiques techniques et économiques

Etant contenus dans des matrices très peu perméables, ces hydrocarbures ne pourront être extraits qu'en augmentant la perméabilité de celles-ci. A ce jour, seule la fracturation hydraulique qui est en fait une microfissuration à grande échelle, permet d'obtenir des débits par puits suffisants pour être économiques.

Afin d'obtenir de tels débits, la seule fracturation hydraulique est généralement insuffisante. Il faut accroître considérablement la surface de contact entre les puits et les couches contenant les hydrocarbures, ce qui est obtenu par le forage de drains horizontaux au sein de celles-ci. Ainsi pour un niveau de roche-mère classique, on fait passer grâce aux drains horizontaux, la longueur du contact de quelques dizaines de mètres (épaisseur verticale) à mille ou deux mille mètres (longueur des drains horizontaux).

Ces drains sont alors fracturés tous les cent mètres ou même moins, en utilisant les mêmes technologies que les fracturations hydrauliques dans les puits verticaux, pratiquées depuis plus d'un demi-siècle.

Malgré la combinaison de ces deux techniques, drains horizontaux et multi fracturations, les débits de ces puits restent faibles et chutent rapidement, de l'ordre de 50% la première année. Il en résulte la nécessité d'un grand nombre de forages et une économie de la production très sensible au niveau des prix du pétrole ou du gaz produits. On comprend que dans ces circonstances, la notion même de « réserves prouvées » perd pratiquement son sens !

Un paramètre essentiel pour anticiper les productions d'une région donnée, d'un pays ou du monde dans son ensemble sera donc le jeu d'hypothèses retenues quant à la valorisation des hydrocarbures, c'est-à-dire leurs prix sur les lieux de production. C'est la raison pour laquelle nous avons indiqué dans la figure 1 (dernière ligne), nos hypothèses de prix du brut à l'avenir : la hausse des productions de « pétroles de schistes » ou Light Tight Oil au-delà de 2020 suppose une remontée des prix du brut.

En MM bbl/jour	2000	2012	2020	2030	2050
1 - Pétroles conventionnels (y-c NGLs) <i>entrée du raffinage</i>	73	81	80 - 85	75 - 85	55 - 65
2 - Pétroles ultra lourds (sables bitumineux) <i>ex: upgraders</i>	2	3	4	5	5
3 - Pétroles de roches-mères (y. C NGL ex production de pétrole ou de gaz de roches-mères) <i>y.c. « Tight oil » non R.M.</i>	0	3	4 - 5	6 - 8	8 - 12
Total en Mb/d	75	87	88 - 94	86 - 98	68 - 82
Prix implicite du Brent en \$ constants 2015 (\$/baril)		100	70	120	150

Figure 1 : Une vision de la production mondiale de pétrole (2000-2050) Pétroles naturels hors synthétiques et substitués
Source Alain PERRODON & PR BAUQUIS – 20 Novembre 2015

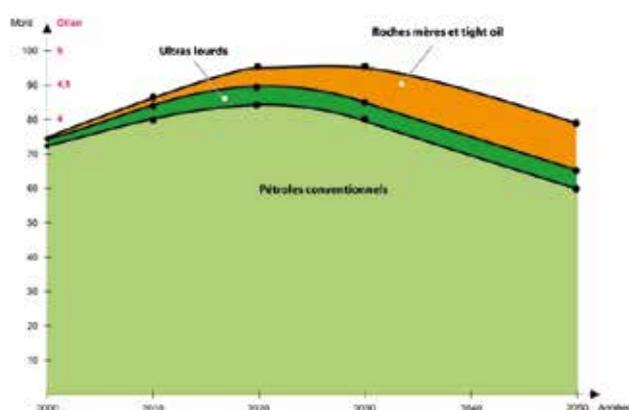


Figure 2 : Une vision graphique de la production mondiale de pétrole (2000-2050). Pétroles naturels hors synthétiques et substitués.
Source Alain PERRODON & PR BAUQUIS – 20 Novembre 2015

3. Une vision du futur de la production pétrolière mondiale

Les incertitudes concernant l'avenir des productions de pétrole et gaz « de schistes » au plan mondial sont multiples. Au-delà des surfaces et des épaisseurs des roches-mères matures, leur richesse en hydrocarbures et leur aptitude à la fracturation constituent deux paramètres essentiels.

Mais ce ne sont pas les seuls. Ainsi, les molécules de gaz étant nettement plus aptes à circuler dans des milieux très peu perméables, l'avenir des « gaz de schistes » au plan mondial est probablement plus brillant que celui des « pétroles de schistes ». Aux Etats-Unis en 2015, on peut dire que la moitié des productions de gaz provient de roches-mères et autres « tight gas » tandis que le tiers de la production pétrolière provient des « shale oil », pétroles dits LTO ou « Light Tight Oil ».

Il s'ajoute à ces contraintes liées au sous-sol, celles liées à la surface. L'obligation de forer un très grand nombre de puits, même si on regroupe ceux-ci en « clusters » (groupes de puits), entraîne un ensemble de contraintes économiques, environnementales et sociétales. La disponibilité en eau, la

distance aux réseaux de canalisations de pétrole ou de gaz, le coût des opérations de forage et de fracturation seront des éléments importants de l'économie de ces productions. Les contraintes environnementales et sociétales seront liées à la densité de l'habitat, à l'acceptabilité par les populations concernées d'opérations impliquant de fortes nuisances de voisinage, à la législation minière et à la réglementation.

Il résulte de tous ces facteurs que les Etats-Unis constituent un cas particulièrement favorable.

Dans notre évaluation des productions mondiales possibles aux horizons 2020-2030-2050, nous en avons bien naturellement tenu compte, et les Etats-Unis continueront de jouer un rôle prépondérant durant cette période.

Dans ces conditions, il est difficile d'envisager que les « pétroles de roches-mères et LTO » (voir figure 2) puissent faire mieux que de légèrement retarder la date du « peak oil » mondial au-delà de 2020 et d'en modifier le niveau de plus de 5 Mb/j, soit environ 5%. Soulignons que ce niveau maximum de la production de pétroles naturels au plan mondial de l'ordre de 100 Mb/j avait été annoncé par les auteurs dès la fin des années 1990. Ces nouveaux pétroles devraient cependant permettre d'atténuer la rapidité du déclin de la production mondiale au-delà de ce pic ou bref plateau. Bien naturellement, un pic de la demande correspondra automatiquement à ce pic de l'offre de la plus précieuse des sources d'énergie fossiles que constitue le pétrole.

Dans cette problématique de l'œuf et de la poule, les géologues ne sauraient confondre la cause profonde qui est la progressive raréfaction des pétroles faciles à produire avec la conséquence qui est un ajustement de la demande mondiale... Ceci reste vrai, même si à court terme, comme depuis l'été 2014, c'est un excès temporaire de l'offre par rapport à la demande qui a joué le rôle essentiel. Les prix du pétrole sont régis par une « tectonique cassante » avec chocs et contre-chocs, et non par une « tectonique souple » comme le voudrait la théorie économique.

Quel avenir pour le charbon ?

Il faut « sortir du charbon » : pourquoi et comment ?

Pierre-René BAUQUIS (promo 1964). Professeur Affilié à l'IFP School. Ancien Directeur Stratégie et Planification chez TOTAL.

1. Quelques données fondamentales

Les énergies fossiles carbonées représentent, depuis une trentaine d'années, une proportion à peu près constante de l'approvisionnement en énergies primaires commerciales au niveau mondial. En 2014, environ 83%. Répartis comme suit :

- le charbon : 26%
- le pétrole : 33%
- le gaz naturel : 24%.

Depuis 1990 et entre 2000 et 2014, parmi ces énergies fossiles, c'est le charbon qui a connu la plus forte croissance au rythme de 3,5% par an, contre 2 5% par an pour le gaz et 1,5% par an pour le pétrole.

Utilisation du charbon

70% de la production mondiale de charbon (7,8 milliards de tonnes en 2014) sont utilisés pour produire de l'électricité. Les autres utilisations sont : 20% dans les secteurs domestique et industriel (y compris transports, cimenterie et GTL, mais hormis métallurgie) et 10% pour le secteur métallurgique (production d'acier).

En 2014 les moyens de production d'électricité mondiaux étaient les suivants :

- Charbon : 40%
- Gaz naturel : 20%
- Hydraulique : 15%
- Autres EnR : 10%
- Nucléaire : 15%

Au plan mondial les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation des énergies fossiles tous usages confondus :

- Charbon : 52%
- Pétrole : 30%
- Gaz naturel : 18%

En France le charbon ne représente que 1,5% dans la production totale d'électricité et génère 3,5% des émissions anthropiques de CO₂.

Actuellement, au plan mondial, les centrales à charbon émettent, en moyenne, 900g de CO₂ par kWh produit tandis que les centrales à gaz n'émettent que 450g, soit deux fois moins. A l'horizon 2020, les nouvelles centrales à charbon (centrales ultra-supercritiques) qui entreront en fonctionnement devraient émettre 800g de CO₂ par kWh et les nouvelles centrales à gaz à cycle combiné 400g de CO₂ par kWh. On notera que le rapport du simple au double entre les émissions de CO₂ des centrales à gaz et celles des centrales à charbon sera conservé.

2. Pourquoi faut-il sortir du charbon ?

2.1 : parce que le charbon est la première source mondiale d'émissions de gaz à effet de serre (GES). En plus des quantités de CO₂ liés à sa combustion, le charbon est également une source importante d'émission de méthane lors de sa produc-

tion dans les mines (grisou rejeté dans l'atmosphère par la ventilation). Le charbon émet également de l'oxyde d'azote lors de sa combustion. Ces émissions de méthane et d'oxyde d'azote ne sont généralement pas comptabilisées.

2.2 : parce que le charbon en est la principale cause de production de CO₂ d'origine anthropique au niveau mondial :

- Charbon : 26 000 Mt de CO₂
- Pétrole : 15 400 Mt de CO₂
- Gaz naturel : 9 300 Mt de CO₂

2.3 : parce que le bilan sanitaire de la production de charbon est désastreux. Sa production est responsable de nombreuses morts : morts immédiates liées aux accidents miniers et morts différées liées à la silicose et autres affections pulmonaires des mineurs.

Pour une même quantité d'électricité produite, les EnR intermittentes ou le nucléaire entraînent un seul décès, le gaz ou l'hydraulique en entraînent dix fois plus et le charbon cent fois plus.

2.4 : enfin parce le bilan sanitaire de son utilisation est également désastreux. La combustion du charbon est un émetteur majeur de soufre, sous forme de SO₂, et de particules fines. Même si les bilans sanitaires liés à ce type de pollution sont discutables, il n'en demeure pas moins que le charbon cause cent fois plus de « morts invisibles » que le gaz naturel pour les mêmes quantités d'énergie thermique produites.

Pour toutes ces raisons on doit « sortir du charbon » dès que cela sera possible techniquement et économiquement.

3. Comment sortir du charbon ?

Il conviendrait, tout d'abord, de plafonner pour tous les pays la capacité de génération électrique à partir du charbon à un niveau à définir, par exemple celui de 2015. Les autorisations de construction de nouvelles centrales au charbon devraient, alors, être soumises à deux conditions :

- Remplacer d'anciennes centrales obsolètes
- Et être du type « haut rendement et basse émission » c'est-à-dire supercritiques, avec basse émission d'oxydes d'azote et ultrafiltration des particules fines.

Mais il faudrait, de plus, amorcer le déclin de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité. Cela nécessitera la création d'une taxation forte du charbon à la production. Cette taxation pourrait alors servir à subventionner le passage à d'autres formes de production d'énergie moins ou pas carbonées.

On voit que, dans cette perspective, les géologues œuvrant à la production charbonnière devront se reconvertir dans d'autres spécialités, telles que, par exemple, le « Coal Bed Methane » (CBM) ou en français le « gaz de couche » objet de l'article suivant.

Le gaz de couche, avenir du charbon

Mathieu SUTTER (promo 1974). Ancien Ingénieur en chef au Charbonages de France

1. Origine et état des lieux

Le gaz de couche ou Coal Bed Methane (CBM) est contenu dans certaines veines de houille avec des concentrations dépendant du degré de maturation de ces charbons, concentrations qui varient dans les différents bassins houillers. C'est le fameux grisou des mineurs à l'origine de certains accidents dramatiques survenus dans le passé. Produit localement, au Wyoming (USA), dès la première guerre mondiale, ce gaz est apparu dans les bilans énergétiques à partir des années 1980.

En Europe occidentale, ce gaz est essentiellement constitué de méthane, entre 93 et 99% en moyenne. En Lorraine, on le retrouve avec des concentrations comprises essentiellement entre 4 et 10 m³ par tonne de charbon.

Le gaz est présent sous 3 formes :

- en majeure partie à l'état adsorbé dans les micropores du charbon,
- à l'état libre dans les fissures de la veine et dans les terrains encaissants,
- à l'état dissous dans l'eau contenue dans le gisement lorsque ce dernier n'est pas sec.

En Lorraine, près d'1 milliard de tonnes de charbon a été extrait du sous-sol pendant un siècle d'exploitation et la production s'est arrêtée en 2004 après la fermeture de la mine de La Houve, la dernière en activité. Certaines estimations font état d'une quinzaine de milliards de tonnes restant inexploitées à l'intérieur du périmètre des anciennes concessions, alors que le bassin houiller s'étend bien au-delà de ces limites.

La société Beicip-Franlab, filiale du groupe IFPEN a identifié une ressource de gaz en place de 375 milliards de m³ sur les bassins de Lorraine et du Nord-Pas-de-Calais, soit l'équivalent de 10 ans de consommation française.

2. Méthodes d'exploitation du gaz de couche

Dans les exploitations minières, le grisou a été capté et exploité sous forme de gaz de mine lorsqu'il se libérait lors de l'abattage du charbon ou qu'il se dégageait dans « les vieux travaux » après l'exploitation des tailles.

Les premiers essais de production de gaz de couche en tant que tel se sont développés au Etats-Unis, dans les bassins de San-Juan et de Black Warrior. Les conditions locales exceptionnelles de perméabilité des charbons ont permis l'extraction du gaz par simples forages verticaux traversant les couches.

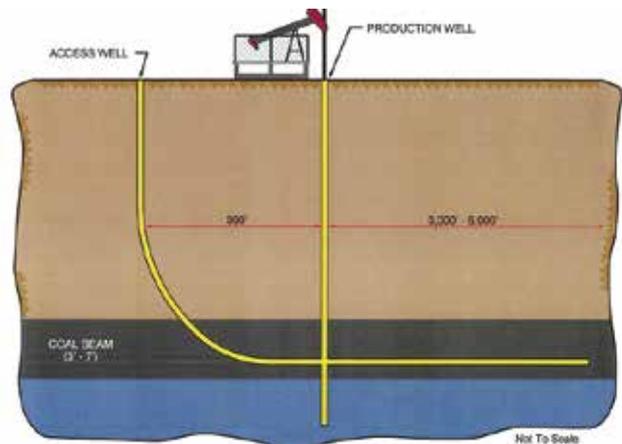
L'évolution des techniques de forage et de stimulation dans les gisements de gaz et de pétrole conventionnels avec, en particulier, la possibilité de réaliser de longs forages dirigés à l'horizontale, ont permis de transposer ces techniques dans le domaine du gaz de couche. Avec l'augmentation des prix du gaz et le besoin de diversifier les approvisionnements, les exploitants se sont progressivement orientés vers la valorisation du gaz de couche dans des bassins charbonniers vierges d'exploitations minières.

Les résultats sont liés directement à la perméabilité du charbon, roche naturellement fracturée, dont la valeur dépend de la densité des fractures. Cette perméabilité varie en général entre 0,1 et 10 milidarcys.

Pour réaliser un forage d'exploitation de gaz de couche, il faut, dans un premier temps, démarrer par un puits vertical pour traverser les terrains sus-jacents du gisement. Le trou est ensuite équipé d'un ou de plusieurs tubages scellés aux terrains par injection de ciment afin d'obtenir l'étanchéité entre les tubages et la paroi du forage, ceci pour assurer la protection des aquifères éventuellement présents dans ces niveaux et de canaliser le gaz lors de la production ultérieure en évitant les fuites. Le forage est ensuite repris en incurvant progressivement sa trajectoire de façon à arriver à l'horizontale dans la couche ciblée. Cette partie sera également tubée. Le forage se poursuit alors à l'intérieur même de la veine et pourra conduire à réaliser plusieurs latéraux pour couvrir la zone la plus importante possible et augmenter la surface de contact du trou avec le charbon. Cette dernière partie du forage pourra être équipée de drains.

Afin de permettre le démarrage de la désorption du gaz, il faut pomper progressivement l'eau contenue dans les terrains. La production démarre alors en augmentant progressivement pour atteindre un pic après un certain temps. On a ensuite un déclin des débits de gaz jusqu'à l'arrêt total de la production du puits. Un tel cycle peut prendre cinq à quinze ans.

Le schéma classique d'un puits de production (voir ci-dessous) est une combinaison de 2 forages, l'un vertical qui permettra le pompage de l'eau et la remontée du gaz, et l'autre qui constituera le forage dirigé proprement dit, les deux se recoupant au point bas.



D'après : *Enhanced Coal Bed Methane production and sequestration of CO₂ in unmineable coal seams*, Winschel R.A. Scandrol R.O. 2007

Lorsque la perméabilité du charbon est trop faible, il peut être fait appel à des techniques mises en œuvre et développées dans l'exploitation des gaz de schistes avec une stimulation ou une fracturation hydraulique qui augmente l'ouverture des fissures dans le charbon et donc la perméabilité de la roche, permettant ainsi une meilleure production de gaz. Aux Etats-Unis, cette technique a entraîné localement des nuisances et des incidents qui ont conduit le gouvernement français à en

interdire l'utilisation sur notre territoire : loi 2011-835 du 13 juillet 2011.

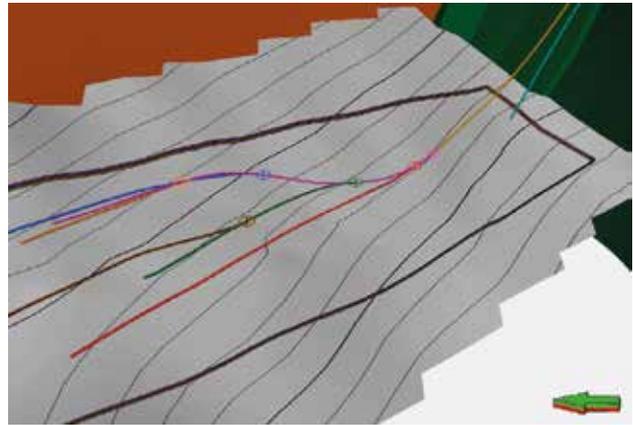
3. Production et perspectives d'avenir

Au Etats-Unis, la production de gaz de charbon a progressivement augmenté passant à 8% de la production totale de gaz du pays (45 Gm³/an en 2006).

En Europe, où la production de gaz de houille concernait essentiellement les mines en activité ou les exploitations arrêtées et non envoyées, des recherches ont commencé pour tenter de vérifier la possibilité de produire un gaz de couche dans les secteurs ou gisements non minés.

La société European Gas Limited (EGL), devenue la Française de l'Energie, a obtenu plusieurs permis de recherche dans les anciens bassins houillers de Lorraine, du Nord et du Pas-de-Calais, de Provence et dans le Jura où le gisement de Lons-le-Saulnier n'a jamais été mis en exploitation. Elle a réalisé plusieurs forages tests à proximité des anciennes mines de Folschviller et de Faulquemont, dans des secteurs où la géologie locale est parfaitement reconnue. Le dernier forage réalisé sur le site de Tritteling a permis de réaliser un cumul de près de 3 500m de latéraux en veine, ce qui en a fait une première en Europe (figure suivante).

Les tests réalisés sur ce puits n'ont pas encore permis de démontrer la possibilité de produire les volumes de gaz attendus mais l'entreprise a bon espoir d'obtenir prochainement des résultats significatifs.



Allure des différents forages dirigés menés en veine 11 dans le forage de Tritteling (EGL-FE)

Conclusion

Suite à la chute des cours du gaz en 2013/2014 et du fait des coûts de revient relativement élevés, le niveau de production du gaz de couche, comme celui du gaz de schistes, marquera le pas pendant quelques temps, mais il ne manquera pas de se développer dans l'avenir car les réserves sont importantes. Le Canada, l'Australie, la Russie, la Chine et l'Inde seraient les pays à plus fort potentiel.

Compte tenu de l'absorption préférentielle du CO₂, des essais pilotes combinant extraction de méthane et séquestration de CO₂, ont été menés dans plusieurs pays, mais les résultats n'ont, jusqu'à présent, pas été à la hauteur des attentes, à part dans le bassin de San Juan où plus de 200 000 tonnes de CO₂ ont été injectées.

Les sources d'énergie non carbonées

L'uranium du XXI^{ème} siècle

Christian POLAK (Promo 1986). Business Development & Strategy, AREVA Mines

Les gisements d'uranium en exploitation d'aujourd'hui seront, à quelques exceptions près, épuisés dans cinquante ans. L'exercice de se projeter dans 10, 50 ou 100 ans pour l'uranium, n'est pas forcément imprévisible. On ne part pas sans rien, l'exploration minière a déjà des réponses et les tendances existantes de l'industrie minière, qui se développent sous nos yeux, nous renseignent sur ce que sera notre futur avec aussi d'autres paramètres non miniers comme l'enrichissement à actionner au gré des conditions économiques

1. Les vertus et les utilisations du nucléaire

1 - 1 On oublie trop souvent, et il convient de les souligner, trois caractéristiques de la production de l'énergie nucléaire :

- cette production produit très peu de CO₂. Les émissions proviennent essentiellement des matériaux (ciment, acier) utilisés pour la construction des réacteurs ; la contribution des autres étapes du cycle de l'uranium (mines, chimie,

enrichissement, retraitement, stockage des déchets) compte au maximum pour 15% ;

- cette production n'est pas intermittente. Les réacteurs produisent massivement jour et nuit, avec ou sans vent, avec ou sans nuages ;
- cette production peut être prévue à long terme. Les réacteurs actuels sont conçus pour fonctionner pendant 40 ou 50 ans, les EPR pendant 60 ans et même peut-être pendant 80 ans selon les critères techniques de sûreté qui seront assurés et les autorisations légales qui seront données.

1 - 2 Aujourd'hui, l'utilisation de l'uranium est la production d'électricité pour le chauffage et l'industrie. D'autres utilisations sont en train de voir le jour :

- les véhicules électriques : une politique de lutte contre la pollution automobile à grande échelle permettrait de substituer aux moteurs utilisant des carburants fossiles des moteurs électriques utilisant de l'électricité d'origine nucléaire (*).
- la désalinisation de l'eau de mer, encore dans les limbes.

(*) « Electricité 2050, 100% renouvelable, vraiment ? Et pourquoi pas 100% nucléaire ! » J-L. Salanave, ARSCA – Nucléaire et Energies n°66 – juillet 2015.

2. Les ressources en uranium

Les ressources possibles en combustible nucléaire ont deux origines :

2 - 1 Les physiciens du nucléaire

Pour le CEA et ses physiciens, ITER n'est pas le seul centre d'intérêt : ils travaillent sur des pistes susceptibles de générer de substantielles sources d'énergie.

2 - 1 - 1 En effet, les réacteurs électro-nucléaires peuvent donner naissance à de nouvelles ressources. Ce qui est paradoxal, car les réacteurs sont, avant tout, des consommateurs d'uranium.

Démonstration : les réacteurs actuels utilisent l'un des deux isotopes de l'uranium, l' U^{235} fissile, qui ne représente que 0,7 % de l'uranium naturel. L' U^{238} fertile, qui représente 99,3% de l'uranium naturel, peut être transformé dans les réacteurs à neutrons rapides (réacteur ASTRID), ou surgénérateurs, en Pu^{239} , fissile. En les utilisant, on estime que la « ressource » mondiale en uranium ainsi générée serait multipliée par un coefficient compris entre 50 et 100 !

2 - 1 - 2 D'autres pistes de recherche sont déjà bien explorées :

- l'utilisation de combustibles nouveaux comme le MOX, mélange d'oxyde de plutonium PuO_2 et d'oxyde d' U^{235} , a déjà permis d'économiser l'équivalent de 30 000 tonnes d'uranium naturel ;
- la modulation du taux d'enrichissement et le ré-enrichissement de l'uranium appauvri en U^{235} sont des procédés qui constituent une ressource non négligeable. En effet, le stock d'uranium appauvri est estimé à un peu moins de 2 Mt U^{238} avec une teneur moyenne de 0,3% d' U^{235} ; en abaissant ce taux à 0,14%, on générerait l'équivalent de 525 000 tonnes d'uranium naturel, soit 9 années de production actuelle !

2 - 2 Les gisements d'uranium

Ce sont eux qui intéressent les compagnies minières et leurs géologues, qu'ils soient géologues d'exploration, d'exploitation minière ou spécialistes du traitement des minerais.

Pour fixer les idées, rappelons d'abord quelques chiffres, en séparant :

les données certaines :

- 2,7 Mt d'uranium naturel ont été extraites dans le monde depuis 1945 ;
- en 2014, la production et la consommation mondiale annuelles étaient en gros équivalentes, de l'ordre de 60 000 tU ;
- en 2014, le stock mondial d'uranium naturel était de 400 000 tonnes, soit environ 7 ans de consommation actuelle ;

les données de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique sont :

- en 2014, les ressources mondiales étaient de 7,6 Mt d'uranium naturel, soit 120 ans de la consommation actuelle. tout sera fonction évidemment des conditions du marché
- en 2025, l'estimation de la consommation mondiale est de 80 000 tU/an et en 2035, de 100 000 tU/an : la mine a du travail !

2 - 2 - 1 Les gisements actuels et l'évolution de l'industrie minière

Les gisements de surface, qui émettent de la radioactivité et sont détectés par des mesures au sol ou des appareils aéroportés, ont déjà été découverts. Ainsi que les gisements proches des zones peuplées. Restent à découvrir les gisements profonds, donc « aveugles » et les gisements en zones au couvert végétal important, comme les ceintures équatoriales, ou les immenses zones peu peuplées, comme l'Asie centrale.

De nouvelles technologies minières sont en cours de mise au point, comme nous allons le voir. Mais on pourra peut-être aussi jouer sur la teneur de coupure en place et la descendre jusqu'à 4 à 6 ppm d'uranium contenu... Ce « mur » ultime de l'exploitation étant l'énergie nécessaire pour l'extraire qui ne doit pas dépasser celle qu'on en attend.

Actuellement, trois types de gisements assurent plus des trois-quarts de la production mondiale.

1 - les gisements dans les grès (Niger). Les techniques d'exploitation (mine à ciel ouvert et mine souterraine) sont au point. Et la lixiviation en tas (heap leaching), traitement de grands volumes de minerai à faible teneur à la place du traitement classique, est bénéficiaire pour la SOMAÏR.

D'autres gisements de ce type, comme les grès non poreux profonds du Karoo (Afrique australe) ou du Colorado, pourront peut-être faire l'objet de nouvelles techniques d'exploitation : ablation/fracturation sous pression, puis lixiviation en place (in-situ leaching, ISL).

2 - les gisements dans les sables (Kazakhstan, Ouzbekistan, Wyoming, Texas, Australie du Sud). Ils sont faciles à exploiter par la technique de lixiviation en place.

3 - les gisements liés aux discordances : bassins de l'Athabasca au Canada et de la Kombolgie en Australie du Nord :

- dans le bassin de l'Athabasca, la méthode d'exploitation tout à fait originale par abattage hydraulique à jet sous pression (jet boring) en est à ses débuts dans le gisement de Cigar Lake. Tout est mécanisé, ce qui évite la présence de l'homme dans les zones exploitées à très fortes teneurs.

Shea Creek, un gisement découvert à 1 000 m de profondeur dans des terrains gorgés d'eau et de faible compétence mécanique exigent des défis technologiques tant pour l'exploration que pour l'exploitation. D'autres gisements riches doivent encore exister sous les grès de l'Athabasca et pourraient encore jouer un rôle en 2050.

Mais l'Athabasca recèle aussi des surprises à l'extérieur du bassin : le gisement de Patterson South Lake, au sud-ouest, découvert en 2011 avec des réserves de 41 000 tU, est exploitable à ciel ouvert. Ce qui incite à de nouvelles approches d'exploration.

- en Australie du Nord, l'exploration doit reprendre dans les zones de gisements connus, en tenant compte des exigences des populations aborigènes et de la législation.

L'exploitation et la réhabilitation de la plupart de ces gisements sera achevée dans 50 ans.

2 - 2 - 2 Les gisements du futur

Prévoir quelles seront les ressources en uranium dans les 10, 50 ou 100 prochaines années n'est pas un exercice impossible : l'exploration minière a déjà des réponses.

Les méthodes nouvelles citées ne pourront être utilisées dans

de nouveaux projets miniers que si le cours de l'uranium dépasse largement les 36 US\$/lb U³⁰⁸, le cours actuel. L'évolution de l'industrie minière s'appuiera alors sur l'exploitation de gisements plus profonds, de minerais plus pauvres et de minerais plus complexes à extraire et à traiter.

C'est grâce à ces progrès que l'on pourra développer les nouveaux gisements d'uranium du XXI^{ème} siècle. Quels seront ces gisements ? Ils sont déjà identifiés, et certains sont en cours d'exploitation. D'autres exigeront des travaux importants pour être exploités, mais avec beaucoup d'incertitudes sur le prix de revient des ressources annoncées.

Le gisement australien poly-métallique (uranium, or, cuivre) d'**Olympic Dam**, unique au monde, doit être mis à part. Ce monstre géologique contenant 2,1 Mt d'uranium naturel, est exploité à raison de 3 000 à 4 000 tU/an. Des plans d'expansion qui en feront la plus grande mine d'Australie sont prévus, avec des investissements de l'ordre de 22 à 30 milliards USD et une production d'uranium de 17 000 tU/an, soit pendant 120 ans. Ce gisement sera donc encore en exploitation à la fin du siècle.

Aujourd'hui, sur la base des déclarations des compagnies minières et en ne comptant que les plus importants gisements dont les ressources sont supérieures à 20 000 tU, les réserves mondiales sont de 7.5 MtU. Or, en mettant à part le gisement atypique d'Olympic Dam, seulement 16% de ces gisements sont aujourd'hui en cours d'exploitation. Avec une production actuelle d'environ 60 000 tU/an, ces seuls gisements seraient donc épuisés à l'horizon 2150. Quels sont ces gisements ?

Le corps d'**alaskite** en cours d'exploitation à Rössing en Namibie depuis 1976, est pauvre (100 à 400 ppm) et bientôt celui d'Husab : l'économie de ces mines par traitement en cuve a toujours été précaire. Mais la technologie de lixiviation en tas permettrait de rendre plus attractifs certaines ressources des gisements actuels et les corps voisins, plus pauvres, avec des ressources importantes de près de 350 000 tU. Dans ce cas, il est probable que certains de ces gisements ou leurs extensions seront encore en exploitation dans 50 ans. L'amélioration des conditions de marché sera cependant nécessaire pour que de tels projets puissent voir le jour.

Les **conglomérats aurifères** ont été largement exploités dans le passé (1960-1990) :

- en Afrique du Sud, au Witwatersrand, les gisements d'or connus sont profonds, mais restent intéressants car associés à l'uranium avec des teneurs de 250 à 800 ppm : les ressources sont de l'ordre de 160 000 tU. Des essais (raise boring ou forage montant) y ont donné des résultats encourageants. L'exploitation de l'uranium des tailings des anciennes mines d'or, actuellement en cours, ne sera plus qu'un souvenir en 2050.
- au Canada, en Ontario, 185 000 tU de ressources associées à des Terres Rares sont espérées. Mais des conditions d'extraction très difficiles, et donc des coûts élevés, nécessiteront de recourir à de nouvelles technologies de traitement.

En Australie, Mauritanie, Namibie, les gisements de **calcrètes**, avec des réserves de l'ordre de 150 000 tU, seront probablement épuisés. Leur exploitation par la technologie de lessivage en tas (heap leaching) permettra leur mise en production rapide.

L'apport des gisements des **complexes hyperalcalins** à Terres Rares et métaux rares, comme Kvanefjeld au Groenland, sera sans doute marginal. Ce gisement contient d'énormes quantités d'uranium, 221 000 tU, mais son exploitation ne pourra démarrer que si le cocktail de Terres Rares qu'il contient trouve des débouchés économiques.

Les **gisements métasomatiques** sont encore largement inexplorés, peu sont exploités. Il s'agit des gisements de Novokonstantinovo en Ukraine, 81 000 tU et de Caetité au Brésil, 100 000 tU.

Bien que le potentiel en uranium comme sous-produit des gisements de **phosphates** soit important, 6 à 22 M tU, il contribuera pour moins de 5% à la production mondiale avec de nouvelles technologies d'extraction plus performantes en cours d'élaboration. Mais cette production est inélastique car si on souhaite extraire plus d'uranium il faudra produire plus de phosphates : le marché phosphatier ne l'acceptera pas et tous les sites phosphatiers n'en produiront pas.

L'exploitation des **blackshales** pourrait être importante à la fin du XXI^{ème} siècle. Ce sont des minerais complexes qui constituent de très importants volumes.

Les seules ressources estimées des gîtes suédois totalisent, après seulement 5 ans d'exploration, 710 000 tU ! Le potentiel est par ailleurs extrêmement important à travers le monde, notamment dans les zones du Kùpferschieffer européen et de la Copperbelt africaine. Les teneurs vont de 35 à 500 ppm U, l'uranium étant associé à des métaux valorisables : nickel, molybdène, vanadium, cuivre, rhénium.

Jusqu'à présent, les essais d'extraction à des coûts et dans des conditions environnementales acceptables ont échoué. Mais l'utilisation de la biolixiviation (autoconsommation des sulfures présents transformés en acide) couplée au lessivage en tas laisse espérer des résultats économiques intéressants. La mise en exploitation des blackshales est un grand défi de la minéralurgie de l'uranium..

Conclusion

Les gisements qui seront exploités au cours du XXI^{ème} siècle sont déjà en grande partie connus, avec des ressources très conséquentes. Ils feront l'objet de nouveaux programmes d'exploration et d'études qui leur permettront d'alimenter la production d'électricité d'origine nucléaire.

Ils utiliseront des technologies nouvelles, sophistiquées, coûteuses, autorisant l'exploitation de gisements profonds et le traitement de minerais pauvres et complexes. Les prémices sont encourageantes.

Ces technologies devront intégrer, dès leur conception, le respect de l'environnement et l'accord des populations locales. L'industrie et les communautés y travaillent ensemble.

En attendant l'utilisation de la surgénération et peut-être de l'énergie de fission, nous avons encore, nous géologues de l'uranium, un bon siècle de travail devant nous !

Les barrages au service de l'homme

Gilbert CASTANIER (promo 1977). Adjoint-Délégué Géologie du Service Géologie Géotechnique, EDF-TEGG

Alors que l'Europe en était encore à l'époque préhistorique, les régions les plus civilisées de la planète avaient perçu l'utilité des barrages notamment dans les régions arides ; on a retrouvé des barrages vieux de 2000 ans à 3000 ans en Egypte, au Moyen-Orient et en Chine. L'homme a su aussi très tôt utiliser la forme mécanique de l'énergie de l'eau pour actionner des moulins à eau.

Ce n'est qu'à partir de la fin du XIX^{ème} siècle et du début du XX^{ème} siècle, après la découverte de l'électricité, que les barrages ont été construits pour produire de l'énergie électrique. Les grands barrages français, dont la construction a démarré autour des années 1930, ont vu leur nombre se multiplier après la seconde guerre mondiale où ils représentaient le seul moyen de stocker et de produire de l'énergie en grande masse.

De nos jours, de par le monde, des barrages continuent à être construits :

- Pour produire de l'énergie électrique renouvelable et stockable, (la chute de 1 m³ d'eau sur une dénivellée de 400 m produit environ 1kWh)
- Pour constituer des réservoirs d'eau potable ou pour l'irrigation,
- Pour écrêter des crues et soutenir des étiages de rivières.

L'énergie stockée par les grands barrages, dont les plus élevés se rapprochent voire atteignent 300 m de hauteur, avec des retenues dépassant plusieurs milliards de m³, est énorme.

Tout aussi énormes sont les forces de surface appliquées au parement amont des barrages ainsi que les gradients hydrauliques appliqués aux fondations avec le risque de renard hydraulique qui en résulte.

On comprend tout de suite que le rôle du géologue est essentiel pour :

- Le choix du site du barrage
- Le type de barrage à construire selon la qualité géologique de la fondation,
- La nature des étanchéités et des confortements à mettre en œuvre pour assurer l'étanchéité et la stabilité de la fondation et des appuis du barrage, pour un coût économiquement acceptable.
- Pour trouver les matériaux nécessaires à la construction du barrage à l'intérieur des distances économiques qui ne dépassent pas 5 km pour les volumes constitutifs du barrage les plus importants.

Les premiers grands barrages construits étaient des barrages poids en maçonnerie puis en béton.

Exemple du barrage de la Grande Dixence, mis en eau en 1961 en Suisse, de 295 m de haut, qui lors de sa construction fut le plus haut et le plus massif des barrages poids du monde.



Pour ces barrages dont la stabilité est assurée par leur propre poids, le volume de béton est maximal si on le compare à la génération postérieure des barrages voûtes.

Exemple du barrage EDF de Laparan dans les Pyrénées où la qualité de la fondation a permis un volume minimal de béton. Tous les efforts sont reportés sur les appuis par effets d'arc, et sur la fondation par effets de console.



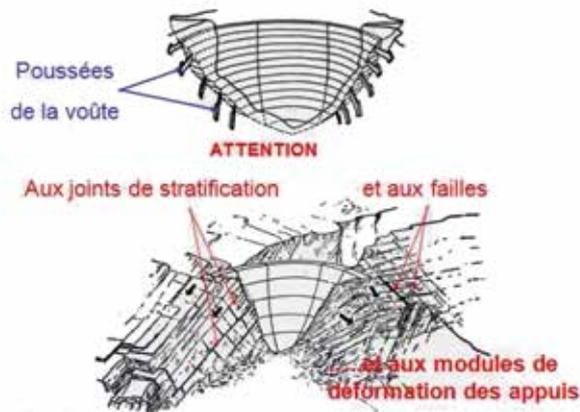
Barrage EDF de Laparan dans les pyrénées



Effets d'arcs et effets de console

Les joints de stratification argileux dans une série calcaire et les failles argileuses quelle que soit la nature des massifs rocheux, peuvent menacer la résistance au cisaillement des appuis sous la poussée de la voûte.

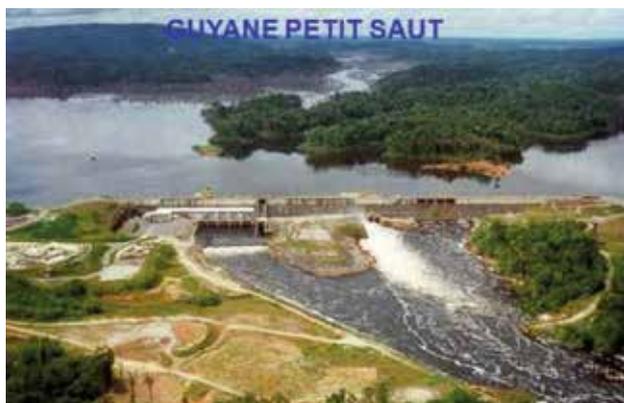
Ces mêmes appuis se déforment sous la poussée des effets d'arc, et si le module de déformation du rocher est trop faible, la voûte peut se fissurer. Un des moyens d'augmenter le module de déformation des appuis est de procéder à des injections de consolidation comme cela a été réalisé pour les appuis du barrage voûte EDF de Monteynard dans les Alpes sur le Drac.



Le barrage voûte est donc le plus exigeant en terme de qualité de la fondation et si les pré-requis géologiques et géotechniques ne sont pas rassemblés, le géologue devra orienter les études vers un autre type de barrage, « géologiquement moins exigeant ».

Dans le but d'optimisation des coûts pour la construction des barrages en béton, on a recherché la réduction de la consommation en ciment, ce qui a conduit à concevoir des barrages en Béton Compacté au Rouleau ou BCR.

Alors qu'un béton conventionnel est dosé à 350 kg de ciment par m³ de béton, le dosage en ciment d'un BCR est compris entre 80 et 130 kg par m³ de béton.



Exemple du barrage EDF de Petit Saut en Guyane française et du barrage de Rizzanèse en Corse mis en eau en 2014.

Ce type de barrage est construit à la façon d'un remblai, par couches de 30 à 50 cm d'épaisseur. Mais comme, malgré un faible dosage, le ciment lui confère une cohésion importante, ce type de barrage ne s'accommode

pas des tassements différentiels et nécessite, comme les barrages poids et les barrages voûtes, une fondation rocheuse qui tasse très peu (quelques millimètres à quelques centimètres maximum) sous le poids de l'ouvrage.

Cette exigence en termes de fondation a conduit les concepteurs de barrages à rechercher des barrages « passe-partout » car les grandes vallées des grandes rivières, comme les vallées de type alpin sont fréquemment remplies de plusieurs centaines de mètres d'alluvions, forcément bien plus compressibles que le rocher et qu'il n'est pas envisageable de décaper. Il a été nécessaire de concevoir des barrages souples capables de s'adapter à des tassements décimétriques à métriques.



Ces barrages sont soit des remblais en terre homogène et argileuse, pour des barrages de taille moyenne, inférieure à 50 m, soit des remblais zonés, en enrochements, en alluvions ou en terres morainiques avec un noyau central en argile qui assure l'étanchéité, pour les plus grands barrages.

Appartient à cette catégorie le barrage EDF de Vieux-Pré de 80 m de haut dans les Vosges et le barrage EDF de Grand Maison dans le département de l'Isère qui atteint 160 m de haut.

Ces remblais sont complexes car leur conception prend en compte une fissuration du noyau argileux du fait des tassements importants de la fondation. Les argiles dispersives sont donc exclues pour le noyau. Il faut aussi empêcher une érosion du noyau en cas de fissuration et bloquer l'entraînement des particules par des filtres et évacuer l'eau par un drain, comme le montre la coupe horizontale du barrage EDF de Vieux-Pré dans les Vosges lors de sa construction en 1984.



En résumé, quelle que soit la nature de la fondation, il est possible de construire un barrage à condition d'adapter le type de barrage à la nature de la fondation avec l'appui du géologue.



Pour tout barrage rigide, en béton, y compris en béton compacté au rouleau, faiblement dosé, la fondation est nécessairement rocheuse pour minimiser les tassements.

Au contraire, les barrages souples, tels les remblais, peuvent être construits aussi bien sur des fondations rocheuses, raides, que sur des fondations souples comme la latérite en climat tropical et les alluvions.

Pour l'adaptation parfaite du barrage à sa fondation (profondeur des fouilles du barrage) comme pour la définition de la nature et de la profondeur des organes d'étanchéité sous le barrage (paroi moulée ou voile d'injection) le géologue a un rôle essentiel.

Une fois construit et mis en eau, le barrage produit de l'énergie en masse et à bas coût.

Son réservoir peut constituer une réserve d'eau potable, écrêter les crues et soutenir les étiages de rivières à faible débit estival.

Pour les populations des zones arides, la construction d'un barrage est une bénédiction car il apporte la vie.

Mais comme toute activité industrielle, la construction d'un grand barrage a un impact sur l'environnement comme le rappelait souvent l'association WWF.

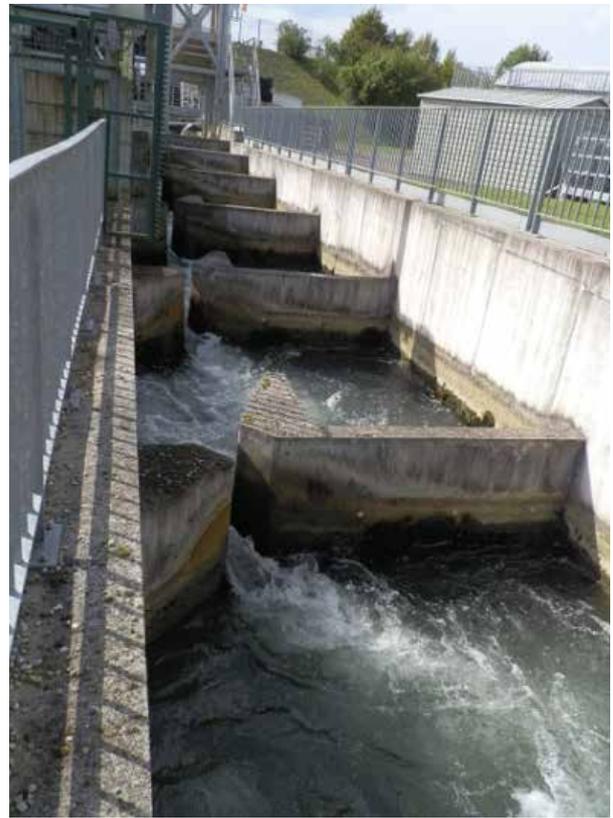


On a reproché au barrage d'Assouan en Egypte de bloquer les limons fertilisants déposés par les crues dans les zones cultivées, sans parler du déplacement massif des populations du barrage des trois gorges en Chine.

Sur les rivières des pays tempérés ou septentrionaux, on leur reproche de bloquer la remontée vers la source, des poissons comme les saumons, pour pondre.

Une parade a pu être trouvée : les échelles ou passes à poissons, sorte d'escalier sur lequel on fait couler de l'eau.

L'eau déversée sur l'échelle à poissons fait partie du débit réservé que le concessionnaire doit aux riverains à l'aval des barrages.



Vue partielle de la passe à poissons du barrage EDF de Gamsheim sur le Rhin.

Une fois l'investissement réalisé, l'échelle à poissons constitue un bon moyen de mitigation de l'impact environnemental d'un barrage sur la faune.



Comme tout ouvrage industriel, la construction d'un grand barrage nécessite la prise en compte des impacts sur l'environnement et les populations. Comme toujours, le positionnement du curseur entre avantages et inconvénients dépend de la situation économique et climatique de chaque pays.

A l'heure du réchauffement climatique c'est un moyen de production de masse d'énergie décarbonée, stockable et renouvelable.

Les aménagements souvent construits sur la périphérie des retenues contribuent aussi à l'activité économique de la région car les lacs de retenue offrent souvent de beaux paysages de bord de lacs comme le montre la retenue du barrage EDF de Roselend en Savoie.

La gestion des nuisances

Le stockage géologique de CO₂ : l'essor d'une nouvelle technologie pour lutter contre le réchauffement climatique

Isabelle CZERNICHOWSKI-LAURIOL (promo 1984), BRGM. Présidente émérite de l'Association CO₂GeoNet – Réseau d'excellence européen sur le stockage géologique de CO₂

Comme établi par le 5^{ème} rapport d'évaluation du GIEC, la technologie de captage et stockage du CO₂ (CSC ou CCS en anglais) est l'une des trois grandes mesures permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre, en complément de l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la technologie CSC devra contribuer à hauteur de 13 % aux efforts nécessaires pour parvenir à réduire les émissions de CO₂ du secteur de l'énergie par deux d'ici à 2050 et à limiter le réchauffement planétaire à 2 °C (Fig. 1, AIE 2015).

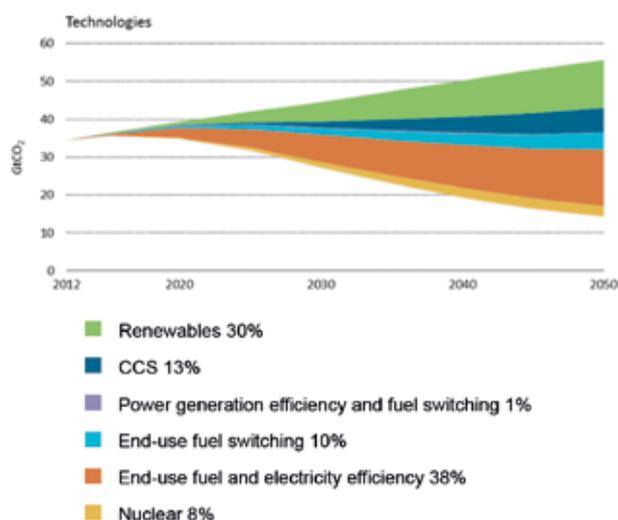


Figure 1 : Contribution de différentes technologies à la réduction par deux des émissions de CO₂ du secteur de l'énergie, entre aujourd'hui et 2050 et à l'atteinte du scénario 2°C (Source : IEA, Energy Technology Perspectives 2015).

1. Renvoyons le carbone dans le sous-sol

Les recherches sur le captage et le stockage de CO₂ ont démarré dans le monde dans les années 1990 avec l'idée de renvoyer dans le sous-sol sous forme de CO₂ le carbone qu'on y extrait sous forme de charbon, de pétrole ou de gaz naturel, l'exploitation de ces énergies fossiles étant la principale cause du réchauffement climatique. Boucle vertueuse qui devrait permettre de ne plus perturber le compartiment atmosphère de la Terre et qui s'appuie notamment sur l'existence de nombreux gisements naturels de CO₂, véritables analogues natu-

rels montrant que les couches géologiques profondes peuvent piéger durablement de très grandes quantités de CO₂ (Fig. 2, Czernichowski-Lauriol et al. 2002).

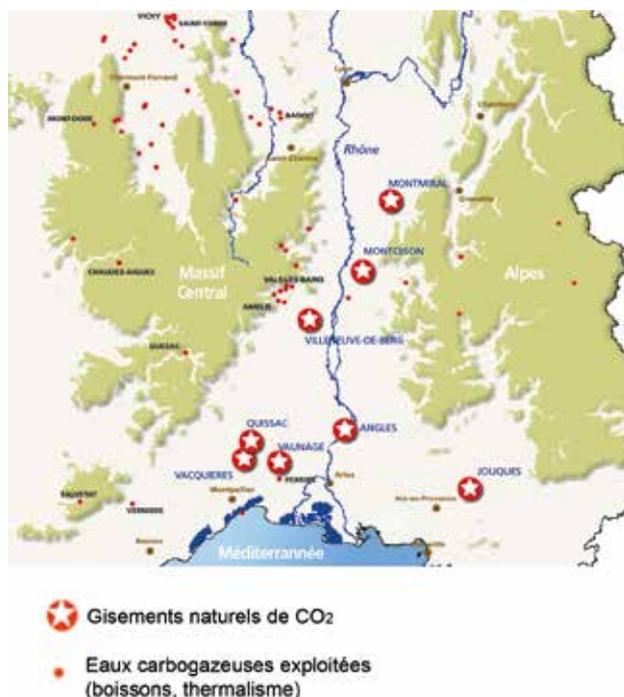


Figure 2 : Analogues naturels - Les gisements naturels de CO₂ dans la province carbogazeuse française (© BRGM)

Après son captage au niveau des installations industrielles, le CO₂ doit être transporté par bateau ou canalisation jusqu'à un lieu de stockage adéquat. Le CO₂ doit ensuite être injecté et stocké dans des roches suffisamment poreuses et perméables, généralement gréseuses ou carbonatées, et qui doivent être recouvertes d'une roche couverture imperméable de type argile ou sel pour empêcher toute remontée du CO₂ vers la surface (Fig.3). Ceci à plus de 800 m de profondeur pour que le CO₂ soit piégé dans un état dense dit supercritique et non plus à l'état gazeux, afin de maximiser la quantité stockée dans un volume de roche donné.

Les aquifères salins profonds offrent les capacités de stockage de CO₂ les plus importantes et ont une grande étendue géographique, ce qui favorise le rapprochement entre émetteurs de CO₂ et sites de stockage. Le stockage dans des gisements de pétrole et de gaz naturels épuisés est aussi une solution attrayante, principalement d'ordre économique car il peut être

combiné à la récupération assistée des dernières réserves en hydrocarbures. Le procédé dit CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery through CO₂ injection) est déjà largement utilisé dans l'industrie pétrolière depuis quelques décennies, notamment aux Etats-Unis.

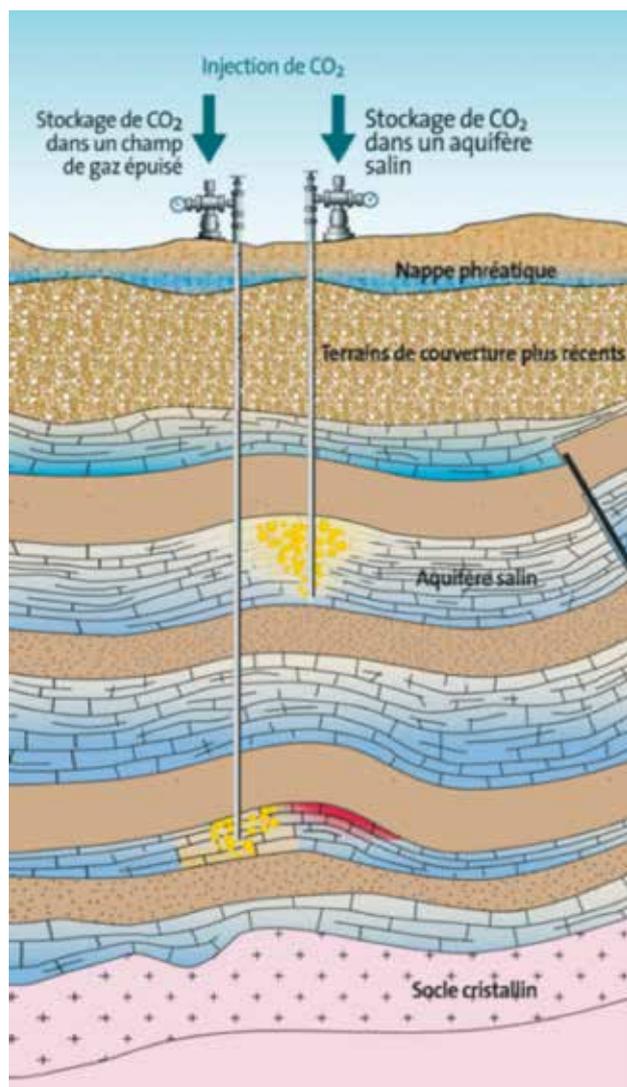


Fig. 3 : Schéma du stockage de CO₂ en couches géologiques profondes. © BRGM

2. Les réalisations concrètes dans le monde

Il y a actuellement dans le monde 15 projets CSC de taille industrielle en exploitation (injectant de l'ordre de 1Mt de CO₂ par an), 7 autres en cours de construction et 11 en cours de design (Fig. 4, Global CCS Institute, 2015).

La Norvège a été pionnière du fait de l'existence d'une taxe sur le CO₂. Ses deux opérations de Sleipner (depuis 1996) et Snohvit (depuis 2008) captent du CO₂ résultant du traitement du gaz naturel et stockent ensuite ce CO₂ dans des aquifères profonds sous la mer du Nord. Les autres projets sont situés hors Europe, en Amérique du Nord essentiellement, et sont, pour la plupart, associés à la récupération assistée de pétrole. En effet, sans marché fort du CO₂ ou autres incitations, il n'y a actuellement pas de modèle économique viable pour permettre l'essor du CSC. On notera en particulier le projet Boundary Dam qui est le premier au monde adossé à

une centrale à charbon (depuis 2014), celui de Abu Dhabi qui sera le premier adossé à une usine sidérurgique (dès 2016) et celui d'Illinois Industrial qui sera le premier adossé à une usine de production de biocarburants (dès 2016). Actuellement les quantités de CO₂ déjà stockées sont de l'ordre de 50 Mt. Cela correspond seulement à 0,06 % des 90 Gt de CO₂ à stocker entre 2015 et 2050 selon le scénario 2 °C de l'AIE (2015), d'où l'effort considérable qu'il reste à accomplir pour déployer cette technologie.

Des pilotes de stockage de petite envergure sont aussi réalisés à des fins de recherche scientifique, notamment en Europe, Amérique du Nord, Australie et Japon. Véritables laboratoires de terrain dans des conditions géologiques variées, ils permettent grâce à l'injection de quantités limitées de CO₂ (moins de 0,1 Mt) de faire des avancées significatives dans les outils et méthodologies génériques pour développer des stockages efficaces et sûrs, ainsi que de caractériser plus précisément les formations géologiques ciblées. Car chaque site de stockage est particulier et dépendant de la géologie locale. Plus nombreux seront les retours d'expérience de sites concrets, plus il sera facile de préparer des stockages grandeurs sur de nombreux autres sites et de préparer le déploiement à grande échelle de la technologie CSC. En Europe continentale le pilote de stockage de CO₂ d'Hontomin en Espagne près de Burgos est le seul actif à l'heure actuelle. Des tests d'injection de CO₂ en aquifère profond carbonaté y ont démarré en 2014. Deux autres pilotes ont terminé leurs essais d'injection et sont dans une phase de contrôle post-injection : celui de Ketzin en Allemagne près de Berlin (dans un aquifère profond gréseux), et celui de Rousse en France (dans un champ de gaz épuisé en roche carbonatée) associé au pilote de captage de CO₂ de Lacq (TOTAL, 2015).

3. L'apport de l'ingénieur-géologue

Contrairement aux procédés de captage qui une fois mis au point pour une installation industrielle peuvent se déployer rapidement sur tous types d'industries similaires n'importe où dans le monde, la mise en œuvre d'un stockage nécessite une approche individualisée puisque le comportement de chaque site est contraint par la géologie locale.

Une approche multidisciplinaire intégrant géologie, géophysique, géochimie, géomécanique, hydrogéologie et microbiologie est nécessaire pour :

- identifier les sites favorables à un stockage
- caractériser leur état initial : que ce soit la roche réservoir, la roche couverture, les formations sus-jacentes, ou les failles et puits existants qui pourraient constituer des voies potentielles de migration du CO₂ jusqu'en surface ;
- faire une modélisation géologique des sites de stockage permettant de représenter en 3 dimensions le sous-sol et ses différentes caractéristiques à différentes échelles d'espace en tenant compte des hétérogénéités naturelles ;
- développer des outils de modélisation prédictive pour simuler le devenir du CO₂ et le comportement des sites de stockage à différentes échelles d'espace et de temps, depuis la période d'injection (de l'ordre de 40 ans) jusqu'à l'après fermeture du site (de l'ordre de quelques milliers d'années) ;
- estimer les capacités de stockage ainsi que le nombre et le positionnement des puits d'injection pour pouvoir stocker une quantité donnée en un temps donné ;
- développer et mettre en œuvre des méthodes géophysiques

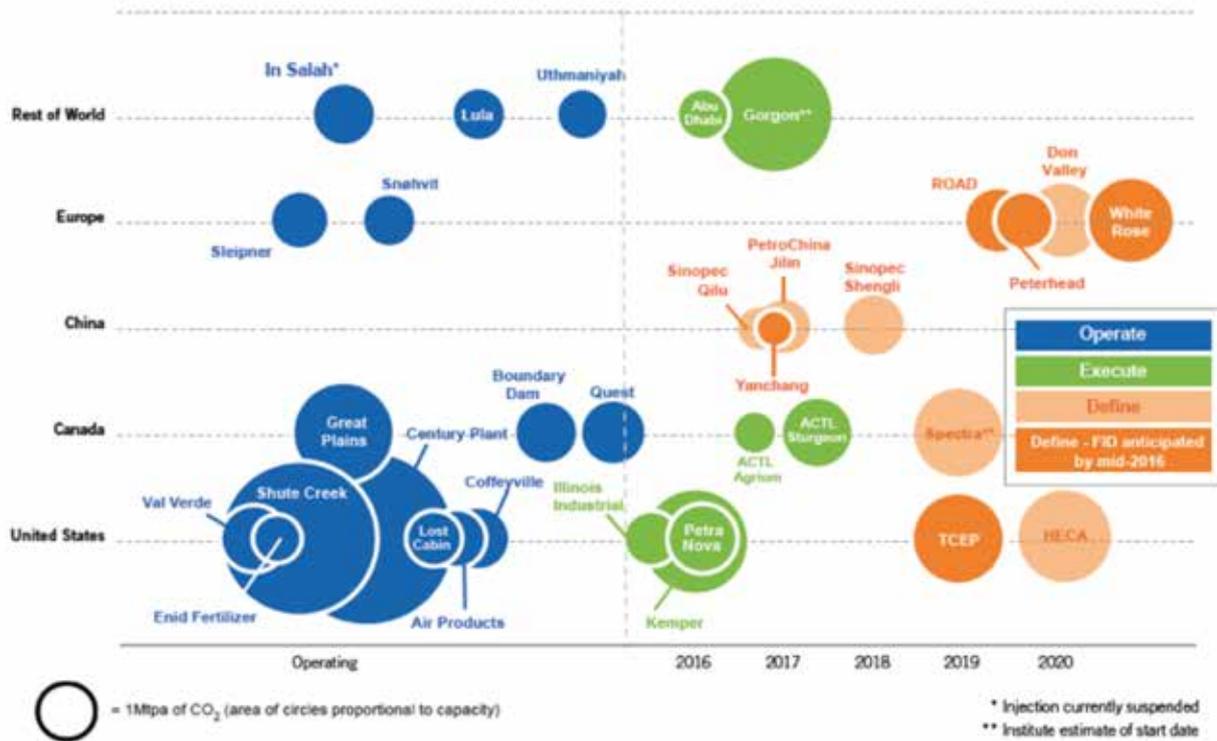


Figure 4 : Les opérations de captage et de stockage de CO₂ de taille industrielle dans le monde : en cours d'injection, de construction ou de design. Source : Global CCS Institute 2015.

et géochimiques de surveillance des sites de stockage, ainsi que des stratégies de surveillance combinant différentes méthodes ;

- évaluer les risques et prévoir des mesures de remédiation au cas où un comportement anormal serait détecté.

Depuis une vingtaine d'années de nombreux outils et méthodologies ont été développés pour tout cela et ont permis à quelques opérations pionnières dans le monde de démarrer. Ils ont maintenant besoin d'être testés sur le terrain dans une grande variété de configurations géologiques afin de les rendre les plus performants et les plus fiables possibles, d'abaisser les coûts et les délais de mise en œuvre, et de faciliter leur utilisation sur d'autres sites.

Afin de préparer le déploiement généralisé de la technologie CSC, il est également nécessaire d'établir un atlas des lieux et capacités des zones favorables au stockage en Europe, comme cela a déjà été réalisé en Amérique du Nord (NETL, 2015), mais jusqu'à présent de manière préliminaire et parcellaire en Europe (EU GeoCapacity, 2009 ; NPD, 2013).

Il est également important d'étudier les interactions possibles avec les autres exploitations du sous-sol, telles que la production d'hydrocarbures, la géothermie et le stockage d'énergie, afin d'éviter les compétitions d'usage, voire même de rechercher des synergies. L'augmentation prévisible du recours au sous-sol pour permettre la transition énergétique nécessitera une planification en 3D des usages du sous-sol, pour une utilisation raisonnée et efficace de ses ressources, en veillant à préserver les eaux souterraines utilisées pour l'alimentation en eau potable (Czernichowski-Lauriol I. et al., 2015).

4. CO₂GeoNet : la mobilisation de la communauté de recherche européenne

Le stockage géologique du CO₂ mérite une attention particulière dans la chaîne du CSC parce qu'un site de stockage doit remplir sa fonction en toute sécurité et efficacement pendant des milliers d'années, ce qui dépend de la géologie locale. Un organisme scientifique faisant autorité, capable de fournir une information scientifique fondée, partagée par une large communauté multidisciplinaire de scientifiques européens, est donc indispensable pour accélérer le développement du stockage de CO₂ et susciter l'intérêt et la confiance en cette technologie émergente.

C'est la raison pour laquelle le réseau d'excellence CO₂GeoNet sur le stockage géologique du CO₂ a été fondé en 2004, avec le soutien de la Commission européenne pour cinq ans dans le cadre du 6^{ème} PCRD. En 2008, CO₂GeoNet est devenu une association sans but lucratif, enregistrée légalement sous la loi française. Depuis 2013, grâce au soutien du projet 7^{ème} PCRD CGS Europe aujourd'hui terminé, l'association a acquis une envergure pan-européenne (Czernichowski-Lauriol et Stead, 2014). L'Association CO₂GeoNet regroupe actuellement 26 instituts de recherche dans 19 pays membres ou associés de l'UE. Elle mène des activités de recherche conjointe, de conseil scientifique, de formation, et d'information et de communication auprès de toutes les parties prenantes et du grand public (Fig. 5). CO₂GeoNet est observateur accrédité par la Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique en tant qu'ONG Recherche et organisera des conférences et stands d'exposition sur la technologie CSC à la conférence COP21 sur le climat à Paris en décembre 2015.

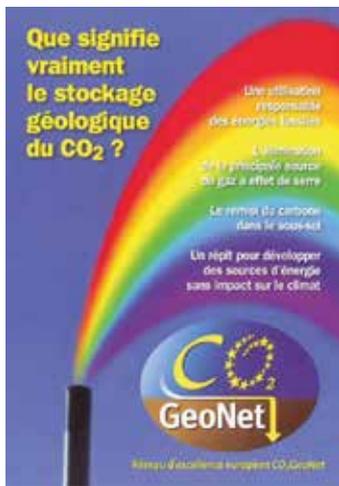


Figure 5 : Brochure CO₂GeoNet expliquant le stockage géologique de CO₂, traduite en 28 langues

Conclusion et perspectives

La technologie de captage et stockage du CO₂ offre la possibilité de réduire massivement les émissions de CO₂ des centrales électriques à charbon ou à gaz et de nombreuses industries (sidérurgie, cimenteries...). Elle devrait même ouvrir la porte à la captation du CO₂ atmosphérique pour le stocker dans le sous-sol, conduisant à ce que le GIEC appelle des scénarios à émissions négatives dont on aura besoin aussi pour limiter le réchauffement à 2°C. C'est le cas par exemple en couplant le CSC à des installations de production d'énergie renouvelable à partir de biomasse, puisque celle-ci en poussant absorbe le CO₂ atmosphérique par le mécanisme de la photosynthèse.

Le réaménagement des sites miniers d'uranium

Philippe CROCHON (promo 1981). Expert réaménagement/environnement AREVA Mines.

Direction sécurité et intégration dans les territoires

Le réaménagement des sites miniers est la dernière phase du cycle minier : exploration, développement, exploitation et le réaménagement. Cette phase débute lorsque l'exploitation cesse par épuisement des ressources ou pour des raisons économiques. Elle est suivie d'une phase de surveillance destinée à s'assurer de l'absence d'impact du site sur l'environnement. Dans cet article, on n'abordera que la partie technique de la fermeture des exploitations minières ; sachant que cette fermeture s'accompagne d'un volet social et sociétal destiné à atténuer ses effets socio-économiques.

Le thème du réaménagement des sites miniers a pris de l'importance ces dernières années certes suite à certains mauvais exemples laissés par l'industrie minière dans le passé, mais principalement suite au développement des préoccupations environnementales et de développement durable par les populations. Maintenant, tous les projets miniers intègrent la phase de réaménagement. Les dossiers d'autorisation d'ouverture d'une exploitation minière comportent un volet sur le réaménagement du site en fin d'exploitation avec une esti-

Par ailleurs la technologie CSC pourrait jouer un grand rôle pour le stockage des surplus d'électricité produits de manière intermittente par les énergies renouvelables. Ceci via l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène qui pourra alors être combiné au CO₂ pour produire des hydrocarbures gazeux ou liquides (méthane, méthanol, gazoline, DME...) facilement transportables, distribuables et stockables en utilisant la plupart du temps les infrastructures existantes, et substituables aux ressources fossiles primaires. Le CSC pourra donc affecter non seulement les sources d'émissions fixes mais aussi le secteur du transport. Le recours au CSC permet donc une grande souplesse pour atténuer le changement climatique.

Pour que le déploiement généralisé de cette technologie de lutte contre le réchauffement climatique puisse s'effectuer rapidement, il est nécessaire de multiplier les pilotes et démonstrateurs dans des contextes géologiques variés pour acquérir une solide expérience de terrain, d'accroître les efforts de recherche soutenus par les instances publiques pour développer des outils et méthodologies robustes pour la sélection des sites de stockage ainsi que la prédiction et la surveillance de leur comportement, et de développer un cadre économique incitatif, avec un marché du CO₂ fort et d'éventuels instruments financiers complémentaires, ce qui ne pourra résulter que d'une politique vigoureuse de lutte contre le réchauffement climatique (CO₂GeoNet 2014 et 2015).

Il est également nécessaire d'établir des plans stratégiques de développement du stockage de CO₂ et des infrastructures de transport associées. Car chaque site de stockage doit faire l'objet d'un long processus d'exploration, de caractérisation et de demande de permis de stockage, ce qui peut prendre plusieurs années. Et il faut aussi raccorder ce site aux sources d'émissions voisines par un réseau de canalisations approprié pour transporter le CO₂ jusqu'à son lieu de stockage.

mation de son coût et souvent la réglementation demande la mise en place de garanties financières. Les publications internationales éditées par la Banque Mondiale, l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique), l'OCDE, les Agences de l'Environnement de certains Etats ou la Commission Européenne se sont multipliées ces dernières années et fournissent des recommandations sur les meilleures pratiques en termes de réaménagement. De même, l'ICMM (International Council on Mining and Metals) regroupant les principales compagnies minières mondiales et dont AREVA Mines est membre, a une section sur ce thème.

AREVA Mines a acquis une expérience unique dans ce domaine par la diversité des sites qu'elle a déjà réaménagés : diversité des méthodes d'exploitation (mines à ciel ouvert, mines souterraines, ISR – In Situ Recovery pour certains gisements sédimentaires, 40% de la production mondiale actuelle), des contextes géologiques, géographiques et climatiques (France, Gabon, Canada, USA).

Les objectifs d'un réaménagement sont les suivants :

- Assurer une stabilité pérenne en termes de sécurité et salubrité publiques
- Réduire autant que raisonnablement possible les impacts résiduels
- Limiter les surfaces soumises à des restrictions d'usage
- Limiter les opérations de maintenance
- Réussir l'intégration paysagère du site dans son environnement
- Informer et partager les options de réaménagement avec les différentes parties prenantes
- Favoriser la reconversion du site
- Respecter la réglementation en vigueur.

En parallèle, AREVA Mines a développé une politique d'intégration dans les territoires où elle est implantée permettant de dialoguer et de travailler avec les différents acteurs locaux pour répondre à leurs attentes et aider à l'émergence de projets sociétaux viables même après l'arrêt de l'activité minière.

1. Les différentes phases d'un réaménagement de site minier

Le réaménagement d'un site minier comprend plusieurs phases : une phase d'étude, une phase de réalisation de travaux et une phase de surveillance des sites réaménagés.

1.1. Phases d'études

La toute première phase d'une étude de réaménagement consiste à définir la stratégie la mieux adaptée au site en prenant en compte toutes ses contraintes spécifiques : lieu, topographie, climat, contraintes foncières, contraintes réglementaires, type de travaux, prescriptions des études d'impact, contraintes environnementales, environnement socio-économique, engagements pris avec les différentes parties prenantes (collectivités locales, riverains) et même dans certains cas, en tenant compte de projets de reprise partielle des sites.

Les phases suivantes comprennent un état des lieux détaillé du site, de son historique, des études techniques complémentaires (hydrogéologiques, géotechniques, radiologiques...) pour aboutir à l'élaboration d'un projet de réaménagement et l'établissement d'un dossier destiné aux Autorités consultable par le public.

Les méthodes de réaménagement sont communes à toutes les mines métalliques, la particularité pour les mines d'uranium étant la prise en compte de la radioactivité que l'on peut retrouver dans tout l'environnement : air, eaux, sols, roches, sédiments, végétaux, chaîne alimentaire...

1.2. Phases de réalisation des travaux

1.2.1. Les travaux miniers

Pour les mines souterraines, il s'agit de s'assurer de la stabilité des travaux et de condamner tous les accès à ces travaux : puits, travers-bancs, montages, descenderies. Les chantiers proches de la surface font l'objet de calcul de stabilité et en fonction de leurs résultats, des travaux de confortement sont réalisés. Si une sécurité pérenne ne peut être assurée, des périmètres de sécurité en surface sont définis, clôturés, sur lesquels des restrictions d'usage sont appliquées. Ensuite, les mines sont noyées avec un suivi spécifique de la remontée des eaux et des points d'émergence potentiels avec une attention

particulière à la qualité des eaux. Des études par modélisation hydrodynamique et hydrogéochimique peuvent être une aide pour anticiper la mise en place de mesures correctives comme un traitement des eaux.

Les mines à ciel ouvert sont soit comblées avec les stériles disponibles, soit transformées en plan d'eau après un éventuel comblement partiel. Le choix est fait en fonction des engagements pris (par exemple dans les autorisations d'exploitation), de la configuration du site, de la disponibilité des matériaux, du coût. Les versants sont remodelés et revégétalisés en fonction du contexte local.



Mine d'Oklo en exploitation



Mine de Mounana réaménagée

Pour les exploitations par ISR, l'impact majeur est évidemment sur la qualité de la nappe dans laquelle se trouve le gisement. En général, la réglementation impose un retour à une qualité proche de celle d'origine. Il faut noter que souvent la qualité initiale de ces eaux (eaux salées, radioactives...) empêche tout usage hors un usage industriel. Plusieurs méthodes de restauration de ces nappes existent comme leur pompage, leur traitement dans une installation de surface et leur réinjection ou encore l'injection de réactifs. La méthode privilégiée est l'atténuation naturelle : la présence naturelle de minéraux ou de minéraux néoformés « piège » les polluants par adsorption. De nombreuses études sont en cours pour mieux comprendre ce phénomène et pour l'accélérer.

La plupart des installations de surface sont démantelées ; seules certaines (anciens bureaux et ateliers) peuvent être conservées pour permettre le maintien d'activités sur le site.

1.2.2. Les installations de traitement des minerais :

Pour en extraire l'uranium, les minerais sont traités par lixiviation statique ou dynamique selon leur teneur en uranium (0.03 à quelques %) selon le procédé suivant : concassage, broyage, attaque chimique acide ou basique, extraction, pu-

rification et précipitation. En fin de traitement le composé d'uranium se présente sous forme solide, le « yellow cake », avec une concentration en uranium de l'ordre de 750 kg/t. Les solutions uranifères pompées dans le cadre d'une exploitation par ISR sont traitées par les mêmes procédés d'extraction et de purification.

En fin d'activité, ces installations, spécifiques au traitement des minerais d'uranium et ne pouvant être réutilisées sauf pour un usage similaire, sont démantelées et démolies. Les produits de démantèlement et de démolition sont stockés sur site avec les résidus de traitement ou dans des stockages dédiés type TFA (déchets de très faible activité).



Site industriel de l'Ecarpière (Loire Atlantique) avant et en fin de travaux de démantèlement

1.2.2.1. Les stockages de résidus de traitement

Les résidus de traitement sont la partie solide restante, non valorisable après la mise en solution de l'uranium lors du traitement des minerais. Les résidus de lixiviation dynamique se présentent sous forme de sables fins argileux ayant la même composition minéralogique que le minerai d'origine auxquels s'ajoutent différents précipités chimiques. Ils renferment environ 5% de la teneur initiale en uranium et une grande partie des descendants des chaînes de l'uranium. Leur radioactivité est d'environ 75% de celle du minerai. Les résidus issus de la lixiviation statique ont une granulométrie plus grossière (10 à 100 mm) et contiennent quelques dizaines ou centaines de ppm d'uranium. Ces résidus sont donc naturellement et faiblement radioactifs (quelques centaines de Bq/g en activité totale) et de longue durée de vie. On notera que l'un des avantages de la méthode d'exploitation par ISR est l'absence de résidus à gérer.

Ces résidus sont stockés dans d'anciennes mines à ciel ouvert, en bassins fermés par des digues de ceinture ou derrière une digue barrant un thalweg. Les stockages peuvent atteindre des dizaines d'hectares et renfermer des millions de tonnes de résidus. Ils constituent un enjeu majeur dans le cadre du réaménagement.

1.2.2.2. Le réaménagement des stockages de résidus

Vu leurs dimensions et leurs tonnages, les stockages constitués lors de la période d'exploitation des usines sont maintenus en place à la fin de l'exploitation. Une couverture, la plupart du temps solide, mais parfois en eau, est mise en place sur les résidus pour assurer une barrière de protection géomécanique et radiologique faiblement perméable permettant de limiter les risques d'intrusion, d'érosion, de dispersion, d'infiltrations et d'exposition radiologique des populations environnantes. Cette couverture, de l'ordre de 2 m d'épaisseur, est réalisée préférentiellement avec les matériaux disponibles sur site (les stériles miniers) avec la création d'une topographie favorable pour une bonne gestion des eaux météoriques et prenant en compte les risques de tassement futurs. Quand des résidus de lixiviation statique sont présents sur le site, ils peuvent être mis en première couche, ce qui permet de rassembler en un même lieu les différents types de résidus. Selon le contexte

climatique, une couverture finale de terre végétale permet une revégétalisation du site. Des tests sont effectués avant le début des travaux pour vérifier l'efficacité des matériaux retenus, optimiser l'épaisseur et les caractéristiques géotechniques de la couverture.

Certains sites sont clos par des digues, certaines pouvant être classées comme des « grands barrages » au sens réglementaire. Des études de stabilité sont menées et des travaux de reprofilage ou de confortement peuvent être entrepris si nécessaire.



Site de l'Ecarpière (Loire Atlantique) : en exploitation et après réaménagement

1.3 Phase de surveillance des sites

Le rôle de l'exploitant minier est de maintenir un impact sur les populations et l'environnement aussi faible que raisonnablement possible et de s'en assurer par une surveillance systématique et régulière. Cette surveillance consiste à contrôler sur les sites et aux alentours toutes les voies de transfert qui pourraient emprunter l'uranium et ses descendants mais aussi diverses substances liées aux activités minières (dont le drainage acide). Le réseau de surveillance mis en place porte sur le contrôle des eaux (souterraines, de surface), de l'atmosphère (débit de dose, radon, poussières) sur site et dans son environnement proche, des bio indicateurs (sédiments, végétaux aquatiques) et de la chaîne alimentaire (légumes, fruits, lait, poissons prélevés à proximité des sites). Si nécessaire, les eaux issues des travaux miniers et des stockages sont traitées pour ajuster une ou plusieurs de leurs caractéristiques chimiques avant leur rejet dans le milieu environnant. Les traitements effectués sont physico-chimiques (ajout de réactifs, résines) ou parfois passifs (drains calcaires, wetlands).

Tous ces contrôles permettent l'évaluation annuelle de la dose efficace ajoutée au bruit de fond local (impact radiologique) pour les populations vivant à proximité des sites. Cette dose doit être inférieure à 1 mSv/an. On note que le vecteur principal d'exposition est le radon mais il est difficile de déterminer son origine, naturelle ou industrielle, sachant que les sites sont localisés dans des zones à concentrations naturelle-

ment élevées. Sur les sites ouverts avant les années 1980 où aucun état environnemental initial n'a été réalisé, son niveau doit être reconstitué en choisissant un lieu hors influence du site (éloigné, hors influence des vents dominants, sur un bassin hydraulique indépendant) mais avec une géologie et une configuration topographique comparables.

2. Coût des réaménagements

Le coût des travaux de réaménagement est évidemment lié à la localisation du site, à sa taille et à la nature des travaux miniers réalisés. Un indicateur est un coût en lien avec la production du site (en US\$/livre U3O8) mais sa variabilité (US\$ 0.5 à plus de 10 par livre U3O8) reflète bien les différentes caractéristiques, configurations et localisations des sites. Le coût des travaux de réaménagement peut atteindre plusieurs dizaines de millions d'euros avec une part importante liée au réaménagement des sites de stockage de résidus. Les coûts principaux (60/70%) sont dus au transport de matériaux. La surveillance des sites est un véritable enjeu car sa durée n'est souvent pas fixée : certains sites sont encore surveillés plus de 30 ans après leur fermeture....

3. L'après-mine

Dans tous les pays où des sites miniers et industriels ont été réaménagés même longtemps après leur fermeture, les Pouvoirs Publics demandent aux anciens exploitants un certain nombre d'études et d'actions complémentaires. Ces études et actions sont conduites dans une optique de gestion à long terme (plusieurs centaines d'années voire plus...) et de conservation de leur mémoire ou pour procéder à des actions correctrices suite à des usages non conformes avec l'évolution des pratiques et de la réglementation.

On peut citer :

- Les études sur l'évolution physique et géochimique à long terme des résidus stockés avec comme conséquence le risque d'un impact environnemental
- La stabilité des digues : tenue des ouvrages sur plusieurs milliers d'années avec la prise en compte de scénarios maximalistes

- Impact des stockages en cas de perte de leur mémoire : conséquences dosimétriques suite à un usage non approprié de ces sites
- Evolution de la qualité des eaux : peut-on s'engager à maintenir un traitement des eaux sur de longues périodes ?
- L'impact lié à la réutilisation dans le passé de stériles miniers dans le domaine public avec définition de mesures correctrices si nécessaire
- Amélioration de la concertation avec les parties prenantes avec la mise en place de Commissions Locales d'Information
- Des expertises menées par des experts nationaux et internationaux (AIEA)

La difficulté dans la gestion des sites miniers provient soit de leur ancienneté (sites fermés il y a des dizaines d'années ou exploités par des compagnies aujourd'hui disparues) soit de méthodes d'exploitation peu respectueuses de l'environnement, avec des réglementations différentes voire absentes. La gestion de ces sites est maintenant revue avec une réglementation et une sensibilité totalement différentes. AREVA Mines assure la surveillance et la gestion de tous ses anciens sites mais la définition d'un cadre réglementaire pour leur prise en charge par une structure étatique est nécessaire quel que soit le pays où AREVA opère ou a opéré une fois que l'efficacité des travaux de réaménagement a été montrée.

L'expérience d'AREVA Mines est portée par le réaménagement des sites français (près de 240 de différentes tailles répartis sur 25 départements), au Gabon, au Canada et aux Etats-Unis. Les sites actuellement en exploitation ou en projets font l'objet d'études de réaménagement accompagnées par un effort de R&D important, en particulier pour les exploitations ISR qui représentent aujourd'hui 40% de la production mondiale d'uranium.



Site de Bellezane (Haute Vienne) :
en exploitation et après réaménagement

CIGEO : un projet de stockage de très longue durée de déchets radioactifs

Pour rédiger ce texte il a été fait de très larges emprunts à l'article de Thibault LABALETTE, Frédéric PLAS (PROMO 1985), Christine TRENTSAUX-HAMAMDJIAN et Sébastien FARIN, paru dans le n°185 de la revue « Géologues »

Le stockage de très longue durée des déchets radioactifs est une nécessité pour les pays ayant fait le choix de l'électro-nucléaire. Cette nécessité s'impose aussi bien à ceux qui ont décidé du retraitement de leurs combustibles usés (pays européens, Russie, Japon) qu'à ceux qui, pour l'instant, ont choisi de les conserver en l'état, sans retraitement (Etats-Unis). Ce choix est fondamental car il va déterminer les volumes à stocker et la façon de le faire. Ainsi en France, en 2015, sur les 1 500 000 tonnes de déchets radioactifs produits depuis

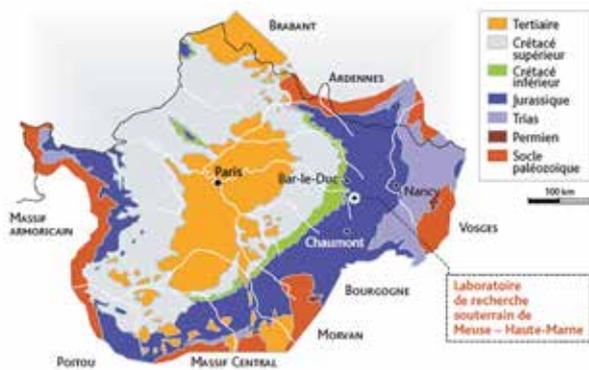
1950, seules 4 000 sont des déchets de haute activité nécessitant d'être vitrifiés et 45 000 des déchets de moyenne activité et à vie longue : il y a donc, à ce jour, moins de 50 000 tonnes à stocker dans un environnement géologique profond, soit 2,5% du tonnage initial.

Le projet CIGEO de stockage en environnement géologique profond piloté par l'ANDRA, a démarré en 1994 et devrait se prolonger sur près d'un siècle. Cette durée est typique des grands ouvrages humains appelés à perdurer.

1. Le cadre géologique

Après avoir étudié divers sites géologiques potentiels, les géologues arrêterent leur choix sur les argiles du Callovo-Oxfordien de l'est du Bassin parisien : leur situation à 150 m de profondeur et leur épaisseur supérieure à 130m furent considérées comme étant des facteurs favorables.

Initiée en 1994, la compréhension du contexte géologique a été régulièrement améliorée. En 2005, une zone de 250 km² a été définie, à cheval sur les départements de la Meuse et de la Haute-Marne, où les propriétés des argiles du Callovo-Oxfordien, telles que mesurées dans le Laboratoire souterrain de l'ANDRA, étaient extrapolables. En outre, cette zone est à l'écart de grandes structures géologiques cassantes. En 2009, une zone plus restreinte de 40 km² dans laquelle le stockage géologique profond pourrait être implanté a été retenue pour une recherche approfondie.



2. Les travaux réalisés

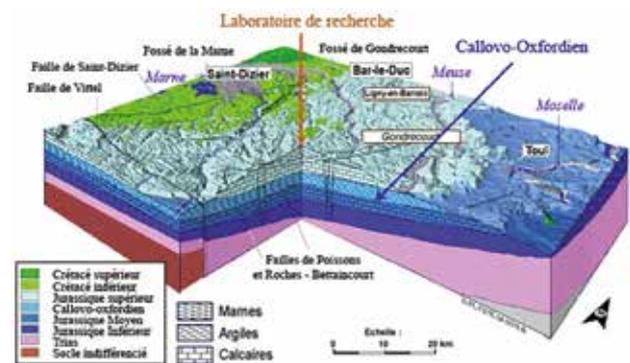
Creusé dans la formation argileuse, le Laboratoire souterrain de l'ANDRA permet de mener les recherches et les essais nécessaires au projet :

- Caractériser in situ les propriétés thermo-hydrromécaniques et chimiques des argiles
- Déterminer les interactions entre le milieu géologique et les matériaux qui seront introduits lors du stockage
- Mettre au point les méthodes de construction des ouvrages
- Tester des méthodes d'observation et de surveillance innovantes

Depuis sa création, en 2002, plus de 40 expérimentations ont été mises en place, avec près de 3 000 points de mesures

et plus de 40 000 échantillons de roches prélevés. Les activités de recherche et développement se sont déployées progressivement depuis 1990 : sciences de la terre, sciences des matériaux, sciences de l'environnement, sciences humaines et sociales, sciences de l'information, etc ...

Entre 2006 et 2009 le modèle géologique a été affiné : la représentation volumique du Callovo-Oxfordien et de ses encaissants a été enrichie. On a pu confirmer la régularité de l'épaisseur de cette formation, entre 140 et 160 m, la constance de sa profondeur, entre 500 et 600 m, et l'absence de failles d'un rejet égal ou supérieur à 2 mètres. De plus les résultats de la géochimie isotopique ont permis de préciser le calendrier des variations climatiques de cette période. Il s'en suit que le modèle géologique du Callovo-Oxfordien a atteint un niveau de détail très précis. Cela va permettre de positionner et de visualiser les différentes esquisses d'implantation du projet de stockage.



Conclusion

Ces études d'avant-projet vont s'achever fin 2015 et l'ANDRA remettra aux autorités plusieurs dossiers techniques présentant les options de sûreté en exploitation et les options techniques de récupération des déchets. Sur la base de ces éléments, l'ANDRA remettra, en 2017, le dossier de demande de création du stockage, qui, s'il est accepté, permettra la construction de CIGEO en 2020 et le démarrage de son exploitation en 2025. Cela sera l'aboutissement de plus d'une trentaine d'années d'études multidisciplinaires dans lesquelles l'intervention des géologues aura été fondamentale.

Les sources d'énergie non carbonées

Solaire, éolien, besoins en métaux et terres rares

Marc CHAPUIS (promo 1985). Expert en management de l'innovation

Introduction par la rédaction

A ce jour la grande hydraulique est la principale source d'énergie primaire non carbonée, d'où son traitement statistique spécifique en dehors des EnR. Sa contribution actuelle au bilan des énergies primaires mondiales est de l'ordre de 6% et celle des EnR de l'ordre de 3%.

Si les EnR ne représentent qu'une faible partie de nos approvisionnements en énergie, deux éléments les caractérisent :

- Tout d'abord leur croissance très rapide, de loin plus rapide que toutes les autres sources d'énergie, en partie grâce au soutien massif d'un grand nombre d'états, via divers mécanismes : tarifs de rachat élevés, subventions aux investissements, priorité sur les réseaux.
- Leur seconde caractéristique est leur grande variabilité temporelle qui en augmente très fortement les coûts pour la collectivité sans que ces coûts soient clairement visibles. Ainsi les coûts de « back up » pendant les périodes sans

vent ou sans soleil sont généralement ignorés, de même que ceux relatifs aux renforcements des réseaux nécessaires à leur gestion.

Introduction

Lorsqu'il tente d'analyser les besoins en métaux et terres rares pour assurer l'avenir des principales EnR, l'éolien et le solaire l'ingénieur-géologue doit penser un peu géologie et un peu Supply Chain, pour pouvoir contribuer à l'avenir de ces énergies essentielles.

- Pas d'éolien industriel sans RetD vis-à-vis des moteurs de nacelles, avec aimants contenant des terres rares. A la fin de 2014, le Global Wind Energy Council estime que plus de 268 000 éoliennes sont en fonctionnement, tout autour du monde, dans environ 80 pays. Au fur et à mesure que la technologie progresse, les éoliennes deviennent de plus en plus grandes et de plus en plus efficaces. Ceci, même si les moteurs ont une durée de vie très longue, pose la question de la quantité de terres rares nécessaires à la production de certains modèles de grandes éoliennes. Certains fabricants utilisent de grandes quantités de Néodyme, et de Dysprosium, sous forme d'aimants permanents pour produire des moteurs à entraînement direct et des éoliennes à larges pales, synonymes de meilleure performance par vent faible, et de coûts de maintenance plus faibles. Celles ci mobilisent par MW installé : +/- 600 kg d'aimants permanents Nd-Dy-Fe-Be (dont 4,1% de Dy ; 31% Nd source BRGM) La fabrication de ces grandes éoliennes de forte puissance peut donc mobiliser jusqu'à plusieurs tonnes d'aimants. D'autres technologies d'aimant sont également utilisées (Cobalt Samarium) et certains fabricants laissent le choix aux clients (VESTAS). La demande de l'éolien en terres rares est donc amenée à augmenter et à évoluer fortement selon les prix des divers métaux rares.
- Pas d'industrie photo voltaïque, sans amélioration régulière des coûts, des capacités et des rendements donc sans un travail conséquent de RetD. Il faudra développer des alternatives qui vont consommer moins de matières premières minérales et en particulier moins de métaux rares au sens « produits en faibles quantités à l'échelle de la planète » et le plus souvent en tant que sous produits (Ex tellure sous produit du cuivre, Pb-Zn ; gallium sous-produit de l'aluminium ; indium sous produit du zinc ou de l'étain).

Une fois ces constats établis, l'ingénieur-géologue peut rece-

voir différentes missions qui relèvent de la prospective, de la prospection, ou de la mise en œuvre au niveau de la mine, de la Supply Chain, ou du commerce mondial : Quelques ordres de grandeurs pour l'avenir :

- Le marché de l'ensemble des terres rares ne pesait en 2013 « que » 3 à 5 milliards de dollars, et celui des aimants de moteurs de nacelles quelques % de ce montant, à comparer aux 60 milliards d'investissements dans l'éolien au plan mondial.
- En ce qui concerne l'éolien, divers scénarios tentent d'évaluer la faisabilité économique de changements d'échelle, en passant à des parcs installés se chiffrant en térawatts et non plus en gigawatts. Ainsi l'éolien pourrait passer, au plan mondial, de 336 gigawatt installés fin 2014 à environ 1 térawatt d'ici 2035.

En ce qui concerne les PV, les technologies alternatives ont l'avantage de consommer moins de matière, et surtout de permettre une mise en œuvre très automatisée. De nouveaux matériaux absorbent 10 fois ou 100 fois mieux la lumière que le silicium, ce qui permet de les mettre en œuvre en utilisant des films de quelques microns d'épaisseur. Autant de promesses pour aboutir à un coût plus faible par module et par Watt crête espéré. Du point de vue de l'utilisation des matières premières minérales rares, on peut citer les ordres de grandeur suivants (source Rapport MIT Future of Solar) qui donnent une idée des progrès espérés. Passer pour l'argent de 24t/GW à 7t/GW ; pour le tellure de 74t/GW à 19t/GW ; pour l'indium, de 44t/GW à 15t/GW ; pour le gallium de 27t/GW à 9t/GW ; pour le sélénium de 120t/GW à 41t/GW.

On voit que ce qui est envisagé est une division par un facteur trois ou quatre des besoins en métaux rares ou chers, du même ordre de grandeur que les facteurs d'augmentation des capacités, laissant peu modifiés les besoins en métaux, si ces scénarios ne sont pas trop déconnectés du réel !

En ce qui concerne le solaire, les panneaux photovoltaïques, un consensus existe pour affirmer que cette technologie de production de l'électricité présente un potentiel encore plus élevé que celui de l'éolien. On envisage des capacités mondiales de plusieurs térawatts à long terme à comparer aux 60 gigawatts actuels. Ces capacités sont constituées pour plus de 90% de panneaux photovoltaïques au silicium cristallin qui a encore de beaux jours devant lui face à la progressive montée en puissance des technologies alternatives présentant des rendements supérieurs.

Le lithium : métal du XXI^{ème} siècle dans la lutte contre les émissions de CO₂ et les changements climatiques

Jean-Claude SAMAMA (promo 1959). Ancien directeur de l'École Nationale Supérieure de Géologie

Depuis plusieurs années, le petit monde du lithium est en pleine effervescence, que ce soit dans le domaine de la production (exploration, mine, traitement) ou dans celui des utilisations industrielles avec, en ligne de mire, le stockage mobile ou fixe de l'énergie électrique. Il alimente même bien des fantasmes dans les esprits comme ceux des responsables politiques boliviens qui voient dans ce métal un or blanc et rêvent d'une Bolivie jouant, grâce à ses ressources en lithium, un rôle comparable à celui de l'Arabie Saoudite pour l'or noir.

On assiste aujourd'hui à un fantastique battage médiatique autour du lithium aussi bien en ce qui concerne les ressources identifiées et les nouvelles découvertes que les productions de batteries et, bien entendu, les véhicules électriques et hybrides.

Il semble régner dans le monde une idée dominante : le lithium - en permettant l'essor de la production des véhicules électriques et hybrides - va permettre de réduire les émissions de CO₂ et nous sauver ainsi des changements climatiques.

Est-ce si évident ? Je reviendrai sur la question en conclusion. Le lithium, malgré son importance industrielle, a un poids économique très modeste, de l'ordre du milliard de USD, quasi négligeable au regard de nombreux métaux. A titre de repère, les exportations du Chili, producteur majeur de sels de lithium, dépassent à peine 200 MUSD soit environ 0,5% de ses exportations de cuivre !

1. Les besoins en lithium dans le panorama d'aujourd'hui

Que ce soit sous la forme de sels de lithium (carbonate, hydroxyde et chlorure), de minéraux lithinifères ou encore de lithium métal, les besoins correspondent à des utilisations très diversifiées et suivent des évolutions sensiblement différentes. Par secteur d'activité industrielle, il convient de bien distinguer les secteurs classiques (verrière, céramique, graisses ...), de celui du stockage de l'électricité qui n'a vu son essor que dans les années 80, puis très récemment dans le domaine promoteur de la métallurgie (alliages aluminium-lithium).

1.1 Les domaines classiques d'utilisation

Les céramiques et la verrerie représentent une part importante de la consommation de lithium, de l'ordre de 26% :

- soit dans les verres en teneur de 0,1 à 0,7% pour abaisser le point de fusion et la viscosité et le coefficient de dilatation thermique,
- soit dans certaines céramiques pour abaisser la température de cuisson et améliorer la résistance du produit cuit,
- soit dans les vitrocéramiques pour obtenir des produits à très faible dilatation thermique et obtenir une très bonne stabilité à haute température, en particulier vis à vis des chocs thermiques.

Les graisses lubrifiantes absorbent environ 13% de la consommation de lithium ; elles sont obtenues par réaction de l'hydroxyde de lithium avec des acides gras. A cela s'ajoutent des usages mineurs comme le traitement de l'air : refroidissement, déshumidification (4%), les catalyseurs des caoutchoucs et thermoplastiques (5%), ou encore la pharmacie et la synthèse du tritium pour la fusion thermonucléaire.

Au total ces utilisations absorbent aujourd'hui environ 54% de la production mondiale de lithium avec une croissance comparable à celle de l'économie mondiale.

1.2 Les domaines d'utilisation liés au stockage et à l'économie d'énergie

Les alliages aluminium/lithium. Les alliages Al (densité 2,7) avec Li (densité 0,53) incorporant Cu, Zn, B, Ag, Mg, Zr, Terres Rares permettent un gain de densité atteignant 4%, mais surtout une augmentation de la résistance mécanique, jusqu'à 30%, un bon comportement aux très faibles températures, une résistance à la fatigue et à la corrosion. L'effet combiné de la densité et de la résistance mécanique autorise une réduction du volume des pièces et induit au total des réductions de poids de 15 à 25 %. Bien naturellement, cette propriété ouvre à ces alliages les marchés de l'aéronautique (future station orbitale Orion, lanceur Falcon de SpaceX...) et de l'aviation (Bombardier, Boeing, Airbus A 350 ...).

Constellium (ex Alcan, ex Péchiney) produit 14 000 t d'alliage Airware dans son usine d'Issoire et investit pour augmenter sa capacité et ses moyens de recyclage de scraps primaires. Alcoa devrait produire de son côté 20 000 t d'alliage dès 2017.

Ce secteur absorbe aujourd'hui 11% de la production de lithium. Mais l'annonce en 2015 par Ford de l'introduction d'un alliage aluminium/lithium dans son pick-up 2015 F-150 pour alléger le modèle de 320 kg pourrait bien être le signal d'une forte augmentation de ce marché dans l'automobile.

Les piles et batteries représentent le secteur qui attire le plus l'attention, qu'il s'agisse des piles boutons qui ont fait leur apparition dans les années 80 avec 0,09g Li/pile pour les petites unités, 8 à 25g pour les téléphones mobiles, 20 à 30g pour les tablettes, 40 à 60 pour les outils électroportatifs et 8 à 40 kg en équivalent lithium carbonate pour les véhicules électriques.

La croissance de la consommation de ce secteur est très forte ; elle ne représentait que 10% du marché du lithium en 2000, atteint 35% en 2014 et devrait atteindre 65% en 2021.

Ce succès est dû aux performances des piles et batteries :

- forte énergie spécifique (énergie/masse),
- forte densité d'énergie (énergie/volume).

Plusieurs procédés utilisent les propriétés électrochimiques du lithium dans les batteries : Li/métal, Li/métal/polymère, Li/ion, Li/ion/polymère, Li/air, Li/fer /phosphate.

Parmi ces différents procédés, il est difficile de savoir quel sera celui ou ceux qui domineront le marché dans quelques années en fonction des prix, des performances, et des conditions d'utilisation (durée de vie, temps de recharge ...).

La fabrication de ces batteries est complexe et coûteuse. Par exemple le bloc batterie du roadster de Tesla pèse 450 kg ; il comporte 6 831 cellules lithium-ion protégées par 2 fusibles et regroupées en 11 modules réfrigérés et équipés d'un microprocesseur qui contrôle les cycles charge/décharge. Le coût de fabrication qui a déjà baissé de moitié depuis 2008 pourrait encore baisser de moitié d'ici 2020 et rendre ainsi les véhicules électriques plus abordables.

Mais le développement de cette industrie s'organise en fait autour de deux filières utilisant les mêmes composants de base, le stockage des énergies renouvelables et l'électro-mobilité.

Le stockage des énergies renouvelables (solaire et éolien) s'affiche dans une politique qui concerne aussi bien les entreprises que les particuliers.

Ainsi, Tesla va commercialiser des batteries domestiques permettant à partir de l'éolien, du solaire ou du réseau électrique en heures creuses de résoudre le problème de l'intermittence de production en énergie renouvelable. Ses batteries domestiques (PowerWall) de 7 kWh à 3 000 USD, déjà pré-vendues à 38 000 exemplaires ou industrielles (PowerPack) ne seraient pas très compétitives en France, mais des baisses importantes de prix sont évoquées qui élargiraient leur pénétration dans un avenir proche. Un chemin similaire est développé par Mercedes Benz avec une batterie domestique de plus faible capacité (2,5 kWh) et aussi par Bolloré avec la Bluestorage (marché très modeste de 306 unités en 2014).

Dans la même voie, les fournisseurs de batteries pour véhicules électriques envisagent l'utilisation domestique des batteries n'ayant plus que 75% des capacités requises pour les véhicules électriques.

Ces possibilités de stockage vont certainement contribuer au développement des énergies renouvelables et ouvrent de très larges opportunités dans les régions sans raccordement à des réseaux de distribution électrique.

L'électro-mobilité est à l'évidence le domaine qui retient le plus l'attention qu'il s'agisse des véhicules électriques ou bien des hybrides qui semblent prendre le pas aujourd'hui sur les premiers.

Les constructeurs automobiles misent tous sur ce marché aux USA, Europe, Japon, Chine Corée... ; aux constructeurs traditionnels viennent aujourd'hui s'ajouter de nouveaux opérateurs comme Telsa Motors aux USA ou Bolloré en France.

La très faible pénétration de ces véhicules sur le marché, de l'ordre de 0,4% en 2014, devrait s'accélérer pour atteindre entre 1,8 et 3% en 2020 et 6 à 12% en 2025. Ce marché reste aujourd'hui très faible en France, mais atteint environ 1/3 des nouvelles immatriculations en Norvège.

La croissance enregistrée dans ce secteur a été sensiblement plus faible que ce qui était prévu il y a 5 ans, ce qui entraîne une forte surcapacité des usines de batterie qui ne tournent aujourd'hui qu'à 20% de leur capacité.

Pour les fournisseurs de batteries, la rivalité est extrême entre Panasonic (Japon, 39% des parts de marché), Samsung (Corée du Sud) et LG Caliches (Corée du Sud) qui se battent pour la suprématie mondiale en attendant la mise en production de la méga-usine de Tesla Rotors aux USA qui devrait en 2020 consommer plus de lithium que toutes les usines de batterie aujourd'hui et augmenter la consommation de lithium de 50%. Mais quoi qu'il en soit, cette croissance des piles et batteries va induire une très forte augmentation des besoins de lithium, encore faibles en 2014, environ 52 000 t équivalent lithium carbonate soit 35 % de la production mondiale de 150 000 t. Sous l'effet conjugué de la croissance des secteurs hors énergie mais essentiellement de celui des filières stockage d'électricité, les besoins en lithium vont bondir ; ils sont estimés à 350 000 t équivalent lithium carbonate à l'horizon 2025.

La question qui se pose alors est bien évidente : les ressources géologiques et les capacités d'exploitation et de traitement de l'industrie sont-elles en mesure de répondre à une telle croissance ?

2. Les ressources géologiques en lithium

Les ressources géologiques en lithium, telles qu'elles sont évaluées par l'US Geological Survey s'élèvent à environ 33 Mt lithium métal soit 170 Mt équivalent carbonate. Même s'il ne s'agit que de ressources et non de réserves économiques démontrées, cette estimation correspondrait à environ 1 000 ans de la consommation actuelle sans compter les nouvelles découvertes qui se font aujourd'hui. S'il peut y avoir des problèmes d'approvisionnement dans l'avenir, cela ne proviendra pas des gisements mais de leur mise en production et des capacités de traitement.

Géographiquement, ces ressources se répartissent entre :

- Bolivie (27 %), Chili (23%) et Argentine (16%) qui forment le Triangle du Lithium,
- Chine (Tibet) (16%), les USA (8%),
- les autres pays (10%), dont l'Australie, étant à moins de 3%.

Géologiquement, ces ressources proviennent¹ :

- des salars, 62%,
- des pegmatites, (spodumène et accessoirement pétalite et lépidolite), 26%,

- d'argiles (hectorite), 7%,
- et plus accessoirement, d'eaux géothermales, d'eaux de gisements pétroliers et de bassins évaporitiques fossiles.

Toutefois, la répartition des ressources ne se reflète pas dans le classement des pays producteurs: l'Australie, suivie du Chili et de la Chine.

Les salars, sont des bassins évaporitiques endoréiques actifs alimentés en lithium par le lessivage de roches volcaniques riches en lithium des bassins versants ; dans ces bassins, les conditions géographiques favorisent avec une intensité variable l'évaporation et la concentration en lithium, en particulier sur les hauts plateaux désertiques de l'Amérique du Sud (Triangle du Lithium).

L'exploitabilité de ces gisements dépend de plusieurs facteurs :

- bien entendu, le tonnage et la teneur des saumures en lithium (0,3 à 5g/l),
- les co ou sous-produits, en particulier le potassium et accessoirement le bore et le brome,
- la teneur en magnésium qui pénalise le processus de concentration par évaporation (Mg/Li entre 1,37 et 18,6),
- l'intensité de l'évaporation.

Si le procédé de traitement des saumures lithinifères est parfaitement maîtrisé, il reste très contraignant en raison :

- de la durée du traitement (12 à 24 mois),
- des surfaces très importantes des bassins d'évaporation (65 km² d'empreinte environnementale actuellement pour les salars de l'Atacama au Chili),
- et de la vulnérabilité aux conditions climatiques (pluviométrie, vents, intensité d'évaporation ...).

Pour ces raisons, plusieurs sociétés développent des techniques alternatives : extraction par solvants, par échangeur d'ions, par osmose inverse ou de technologies de membrane. Des sociétés comme Posco (Corée du Sud), Simbol Materials (USA), Tenova Bateman (Israël), Stria (Canada)... vont très probablement modifier radicalement les procédés industriels de production de sels de lithium à partir des saumures.

Le gisement à bore-lithium de Jadar (Serbie) découvert en 2004 est d'un type voisin ; il s'agit d'évaporites dans un bassin lacustre d'âge tertiaire où s'est concentrée la jadarite, un silicate de Li-B-Na. L'importance de ce gisement (125 Mt à 1,8 % Li₂O et 12,9 % B₂O₃) et les possibilités de découvertes de gisements analogues aux environs en font un type de gisement connexe des salars mais avec des modes d'exploitation et de traitement différents.

Les pegmatites lithinifères sont assez nombreuses à travers le monde, en Australie, Chine, USA, Canada, Zimbabwe, RDC, Mali... et forment 26% des ressources mondiales. Le minéral lithinifère très largement dominant est le spodumène ; très accessoirement on exploite le lépidolite et la pétalite (Bikita au Zimbabwe, Separation Rapids au Canada, gisement dans lequel la pétalite trouve un marché prioritaire en verrerie en raison de sa très faible teneur en fer). Dans de nombreux gisements, des co ou sous produits (niobium, tantale, étain) jouent un rôle important dans leur économie.

1/ A cette classification, il convient aujourd'hui d'ajouter les granites et greisens associés. Pour Lithium Australia, le seul gisement de Cinovec (Tchéquie) représenterait à partir du mica zinwaldite entre 1 et 2 MT Li (8 à 16 % des réserves mondiales) récupérables par le procédé hydrométallurgique de Strategic Metallurgy.

Les ressources de ce type de gisements sont assez incertaines, probablement nettement supérieures aux données publiées comme par exemple pour le gisement de Manono (RDC) qui est donné pour 15 Mt équivalent lithium carbonate mais seulement pour les 50 premiers mètres alors que la pegmatite atteint 400 m d'épaisseur !

Comme pour les saumures, les processus de traitement semblent évoluer (Strategic Metallurgy Pty pour les micas, Stria pour le spodumène...).

Salars et pegmatites lithinifères alimentent deux filières industrielles qui ne se recouvrent qu'en partie :

- la production des salars (56%) est destinée à la production des composés chimiques de lithium (carbonate, hydroxyde, chlorure),
- la production de minéraux lithinifères (spodumène...) est utilisée directement en verrerie, céramique pour 18% de la production mondiale, après transformation en carbonate et hydroxyde pour 24 %.

D'une manière générale, les exploitations en roches (pegmatites) ont un coût d'investissement plus bas que celui des salars mais un coût opérationnel plus élevé en raison des dépenses d'énergie ; ils bénéficient cependant des avantages d'un cycle de traitement beaucoup plus réduit. Au total, la différence de compétitivité dépendra des caractéristiques intrinsèques de chaque gisement.

Les gisements à hectorite (argile lithinifère) sont moins importants à l'échelle du monde mais trouvent leur place dans l'industrie extractive du lithium. Il s'agit du gisement du Nevada (King's Valley) en cours de développement par Western Lithium avec des réserves estimées à 10 Mt équivalent lithium carbonate et du gisement du Mexique (Sonora) découvert par Banacora estimé à 0,9 Mt équivalent lithium carbonate. La production de ce gisement annoncée pour 35 000 puis 50 000 t/an d'hydroxyde vient de faire l'objet d'un contrat avec Tesla Motors pour sa méga-usine de batteries.

Les eaux géothermales comme celles de Brawley en Californie ou de Clayton Valley qui représentent une ressource de 1,7 Mt équivalent lithium carbonate retiennent l'attention de nombreuses sociétés comme Simbol Materials ou Nevada Sunrise qui considèrent la récupération du lithium de ces gisements comme coûteuse mais possible en tant que sous-produit de l'énergie géothermale.

Les eaux salées des gisements pétroliers sont connues pour leurs teneurs en lithium allant de 200 à 1 400 mg/l soit le même ordre de grandeur que celles des saumures des salars. Les ressources de ces gisements sont mal connues mais représenteraient 4 Mt équivalent lithium carbonate pour la seule Snackover Formation aux USA.

Au total les ressources contenues dans ces différents types de gisement, même si elles sont sujettes à caution pour nombre d'entre elles, sont très largement suffisantes pour répondre aux besoins de l'industrie. Si des tensions se développaient sur le marché du lithium, ce serait non pas du fait d'un manque de ressources mais de la cadence de leur mise en valeur.

A ces ressources viendront bien entendu s'ajouter les produits de recyclage, mais cette ressource ne commencera pas à jouer un rôle sensible avant plus de 10 ans, durée de vie des batteries de l'automobile sans tenir compte de la réutilisation des batteries en fin de vie pour les usages domestiques.

3. Approvisionnement et prix

L'offre peut-elle s'ajuster à la demande ? D'un côté les différents scénarios de développement de véhicules électriques, de l'autre les délais de développement des gisements (minéraux et saumures) font que des déséquilibres temporaires sont vraisemblables dans le futur. Les analystes prévoient ainsi une situation de surproduction vers 2020. Mais actuellement, les prix sont à la hausse et certains utilisateurs passent des accords de livraison à moyen terme avec les producteurs pour se garantir sur les prix comme Tesla Motors avec Banacora et Pure Energy Minerals, ce qui traduit bien une certaine tension. De plus des difficultés d'ordre politico-économiques concernant la production comme le conflit entre la SQM et l'agence gouvernementale chilienne CORFO ou bien les retards dans le développement des gisements boliviens viennent perturber les prévisions de l'équation production/consommation.

Bien entendu, les prix soit des minéraux lithinifères, soit des sels de lithium (carbonate et hydroxyde principalement) sont affectés par cette situation.

Ainsi, le prix du carbonate qui était resté totalement stable entre 2000 et 2004, autour de 1 600 USD/t, est très rapidement monté vers 6 000 USD en 2009 pour baisser sensiblement en 2010-2011 mais pour revenir à plus de 6 000 en 2015.

Des prix au delà de 7 000 USD pour le carbonate sont néanmoins prévus pour 2020 mais ces perspectives risquent d'être dépassées avec l'annonce par SQM d'une augmentation du prix du carbonate de 8% en août 2015, suivi par l'annonce par FMC d'une augmentation de 15% de ses produits lithinifères (excepté certains composés organiques) à compter d'octobre 2015. Ces augmentations seront quasiment sans influence sur le prix des véhicules électriques, la valeur du lithium contenu dans une voiture Tesla représente moins de 1% du prix de vente !

Mais bien entendu, l'évolution des prix des produits lithinifères dépendra de la vitesse de croissance des consommations, en premier lieu pour les batteries, mais aussi pour les alliages, pour lesquels le marché potentiel est considérable mais les prévisions très incertaines.

4. Les acteurs de l'industrie du lithium

Même si l'activité lithium n'a décollé que dans les années 1990, cette industrie s'est développée très rapidement dans la perspective de la filière véhicules électriques.

Aujourd'hui, cette industrie est dominée par l'oligopole constitué de quatre sociétés :

- le Chilien Sociedad Química y Minera de Chili (SQM),
- l'Américain FMC Corporation,
- l'Américain Albermarle,
- le Chinois Chengdu Tianqi Industry.

qui contrôlent à eux quatre environ 90% du marché du lithium.

Sur le plan minier, le décollage de l'activité est récent, 2008, avec l'entrée en scène de nombreuses juniors, de quelques sociétés de taille intermédiaire et d'une major Rio Tinto.

Depuis cette date, une quarantaine de projets d'extraction à partir de salars, de pegmatites et de ressources non conventionnelles sont à l'étude ou en développement à court/moyen terme.

La venue sur l'industrie du lithium des 4 majors correspond à des logiques industrielles différentes.

Le Chilien SQM, société fondée en 1968 est avant tout une société du secteur des engrais ; sa principale production à partir des salars de l'Atacama consiste en sels de potassium pour les engrais, le lithium étant un sous produit important qui place néanmoins SQM en tête des producteurs de sels de lithium ; mais cette société enregistre des difficultés à la fois sur le marché des sels de potassium qui est très déprimé actuellement et sur celui de l'extension de sa production en raison de son conflit avec le gouvernement chilien.

L'Américain FMC Corporation, 2^{ème} producteur mondial (22% du marché) est une société spécialisée dans la chimie fine et les polymères, l'alimentation, la santé et ... le lithium. La société est entrée sur la scène du lithium en 1991, a commencé par exploiter le spodumène aux USA, mais a rapidement augmenté sa part de marché avec les salars d'Argentine (salar del Hombre Muerto) puis s'est développée en rachetant en 1995 Lithium Corporation of America qui était le premier producteur de lithium.

L'Américain Albermarle Corporation est un chimiste diversifié (raffinage pétrolier, plastiques, lubrifiants, pharmacie, catalyse ...) qui s'est placé sur le marché du lithium en rachetant en 2014 Rockwood Lithium pour 6,2 milliards USD. La société développe une nouvelle usine au Chili et assure le traitement de spodumène venant d'une Joint Venture avec Talison.

Pour ces trois sociétés, l'activité lithium ne représente toutefois qu'une partie mineure de leur chiffre d'affaire (8 à 23%). Le Chinois Tianqi Lithium Industry contrôle environ 1/3 de la production mondiale de lithium. A partir de ressources en spodumène (Yajang Cuola Spodumene Mine) la société s'est développée très rapidement essentiellement par croissance externe en rachetant une usine de traitement de spodumène en Chine qui appartenait à l'Australien Galaxy Resources (gisement de Mount Catlin en Australie), puis en prenant 58% de Talison Minerals qui exploite le gisement de spodumène de Greenbushes en Australie.

En combinant croissance interne et externe, ces quatre sociétés ont ainsi pris en quelques années le contrôle du marché du lithium.

A côté de ces quatre sociétés majeures, on trouve des sociétés comme Orocobre (Australie), Pure Energy Minerals et Dajin Resources (Canada) pour les salars, Lake Mining Canada) et Nebraska Mining pour les pegmatites, Gangfeng (Chine) pour les salars et pegmatites ...

Ce panorama montre bien la mouvance très forte de l'activité lithium qui mobilise beaucoup le milieu industriel avec en toile de fonds la très forte croissance de la Chine qui absorbe aujourd'hui 40% du lithium mondial alors qu'elle n'est que le troisième producteur derrière le Chili et l'Australie.

Dans cette activité, les acteurs sont de type varié. On y trouve :

- des sociétés minières classiques pour lesquelles le lithium devient rentable du fait des co-produits ou des sous produits (SQM, Talison...),
- des sociétés allant de l'extraction au carbonate ou à l'hydroxyde de lithium (Tianqi, Orocobre...),
- des chimistes utilisant leurs compétences en génie chimique (FMC, Albermarle),
- des producteurs d'éléments de base de batteries, au premier rang desquels le Japonais Panasonic qui planifie la produc-

tion de 2 milliards d'éléments de batterie pour le compte de Tesla Motors,

- des sociétés se positionnant sur le créneau batteries/véhicules électriques comme Tesla Motors qui développe une méga usine de batteries pour véhicules et usage domestique. La capacité de cette usine de 35 GWh, prévue pour 2020 alimentera sa production de 500 000 véhicules/an ; elle représente plus que la capacité mondiale de 2013 (34 GWh),
- des producteurs de batteries (Samsung, LG Chemicals...),
- enfin, un cas de filière totalement intégrée allant du gisement à la voiture ; c'est le cas du groupe Bolloré qui partant du segment véhicule (Bluecar) est remonté à la batterie (Bluesolution, batterie lithium polymère sous licence canadienne) et cherche à contrôler son alimentation en lithium par le biais d'une association avec Eramet (Eramine Sudamerica) dans les projets des salars de Centenario et Ratonés en Argentine.

5. En guise de conclusion

La question sous-jacente qui se pose à propos de la percée du lithium est bien évidente : le lithium, au 21^{ème} siècle, jouera-t-il un rôle majeur dans la lutte contre le réchauffement climatique par réduction des émissions de CO₂ et dans la lutte contre les pollutions. Considérons les trois filières dans lesquelles le lithium peut jouer un rôle :

Le stockage domestique, en favorisant le développement du solaire et de l'éolien et en éradiquant simultanément de nombreux groupes électrogènes contribuera certainement à la réduction des émissions de CO₂ mais dans des proportions difficiles à estimer. Cette filière encore embryonnaire en 2015 pourrait voir sa capacité multipliée par 7 d'ici 2025, à court terme en Amérique du Nord du fait d'un habitat parfois dispersé, mais à moyen terme dans les pays en développement.

Les alliages aluminium-lithium, en allégeant les avions, contribueront sans aucun doute à réduire la consommation de carburant mais ces économies d'émission de CO₂ risquent fort d'être largement compensées par l'augmentation du trafic aérien. L'introduction de ces alliages dans l'industrie automobile qui vient de voir le jour en 2015 abaissera le poids des véhicules et par là, la consommation de carburant. Vu l'importance de l'activité automobile et sa croissance, ce facteur sera sans doute plus important que pour l'aérien mais ne devrait que freiner l'augmentation des émissions de CO₂ du secteur automobile (voir alinéa suivant).

Les véhicules électriques. Du fait de l'importance du secteur, on pourrait espérer une réduction sensible des émissions de CO₂. Mais deux faits viennent contrarier cet espoir. En premier, il faut bien alimenter les batteries de ces véhicules en électricité alors que 2/3 de l'électricité produite dans le monde aujourd'hui provient du charbon (40%), et du fuel et gaz (27,5%). Autrement dit, mettre sur le marché un véhicule tout électrique à la place d'un véhicule essence ou diesel n'économise aujourd'hui pour la planète qu'un tiers des émissions de CO₂. De plus quand on intègre dans cette perspective la faible pénétration des véhicules électriques face à la croissance du marché automobile mondial (+ 4 %/an), même dans une hypothèse optimiste de très forte croissance du marché de l'électrique, on serait loin d'une réduction globale des émissions de CO₂ à l'horizon 2025. *Le marché de l'électrique*

contribuerait seulement à freiner la progression des émissions de CO₂ dans le monde. Il faudrait une baisse très significative de la production d'électricité émettrice de CO₂ dans le monde pour que le secteur automobile puisse réduire significativement ses émissions de CO₂.

A contrario, à relativement court terme, le lithium jouera certainement un rôle plus significatif, dans les pollutions ur-

baines (CO₂, oxydes d'azote, particules fines...).

Bref, l'industrie du lithium est aujourd'hui dans une phase de changements drastiques, depuis ses sources jusqu'à ses applications dans la métallurgie, le stockage d'électricité et le transport terrestre, mais elle n'interviendra qu'à long terme dans les émissions de CO₂ et la lutte contre les changements climatiques.

L'hydrogène naturel : une source potentielle d'énergie propre et renouvelable ?

Résumé, par la rédaction, de l'article d'Eric DEVILLE et Alain PRINZHOFER publié dans « Géologues » n°185

L'hydrogène moléculaire (H₂) se trouve rarement à l'état naturel sur Terre. Bien que ce soit l'élément le plus abondant dans l'univers (75% de la matière ordinaire en masse et plus de 92% en nombre d'atomes) et qu'il se trouve sur Terre essentiellement sous forme de composés chimiques (eau, hydrocarbures), seules quelques rares accumulations de gaz riches en H₂ ont été découvertes, dans notre sous-sol. Ainsi, le champ d'Astrakhan au Kazakhstan contient 12% d'hydrogène tandis que le petit champ, aujourd'hui épuisé, de Vaulx-en-Bugey, en France, en contenait 6%.

Des chercheurs ont rapporté, depuis longtemps, la présence d'hydrogène dans divers contextes géologiques :

- Les dorsales médio-océaniques : fumeurs noirs et blancs,
- Les massifs de péridotites : Oman, Philippines, Italie, Nouvelle-Zélande, Turquie, etc ...
- Des systèmes hydrothermaux terrestres liés à une activité volcanique : Islande, Guadeloupe, Sicile, Alaska, Hawaï, Japon, etc ...
- Des zones de failles actives : San Andréas en Californie,
- Des domaines cratoniques : cratons canadien, scandinave et africain. De l'hydrogène a été signalé dans diverses mines d'Afrique du Sud. Il en a, également, été trouvé à plus de 6 km de profondeur dans des forages super-profonds : Siljan Ring en Suède et celui de Kola en Russie. Enfin, mentionnons la découverte, dans les années 80, d'un gisement au Mali, à 50 km de Bamako, qui est turbiné pour produire de l'électricité. Il semblerait que ce soit l'unique cas d'exploitation économique d'hydrogène.

Nature et origine des gaz renfermant de l'hydrogène

Quel que soit le contexte géologique, la composition globale de ces gaz montre toujours un point commun : ce sont des gaz réduits renfermant hydrogène, méthane et azote en proportions variables. En Oman, ils renferment de 60 à 86% d'hydrogène, moins de 35% d'azote et moins de 20% de méthane, et on ne les rencontre que dans des sources hyperalcalines de basse température (entre 10 et 35°C). En Nouvelle-Calédonie, les gaz rencontrés ont une teneur plus élevée en azote (45 à 65%) et plus faible en hydrogène (de 25 à 40%). Ils sont toujours associés à des sources hyperalcalines. Les gaz des zones cratoniques présentent des compositions compa-

rables aux précédents, mais avec, en plus, une teneur élevée en hélium : quelques %.

D'où provient l'hydrogène ? De la molécule d'eau par hydrolyse, via des processus d'oxydoréduction chimiques ou biologiques, l'élément réducteur pouvant être Fe²⁺, Mn²⁺ ou de la matière organique. Le cas des roches ultrabasiques en voie de serpentinisation est un bon exemple de ces processus d'oxydation des minéraux ferromagnésiens par hydratation : le fer et le manganèse bivalents s'oxydent au détriment de l'eau qui libère son hydrogène. Dans d'autres environnements, la radioactivité naturelle due à l'uranium, au thorium ou au potassium peut provoquer la radiolyse de l'eau. Enfin on connaît l'action des bactéries hyperthermophiles sur l'oxydation de la matière organique avec, de nouvelle production d'hydrogène.

Conclusion

Ce bref exposé montre que la présence d'hydrogène dans le milieu naturel n'est pas une simple curiosité scientifique : cette présence est assez fréquente. Des essais de quantification de production montrent que l'on pourrait avoir des flux de plusieurs dizaines de milliers de m³ par jour sur une surface de l'ordre de 10 km² (c'est l'ordre de grandeur de la surface drainée par une unité de production de « gaz shale »). Même si ces débits ne sont pas considérables, ils sont toutefois loin d'être négligeables. Ils présentent surtout l'avantage d'une pérennité probablement certaine, ce qui n'est pas le cas de la production des « gaz shale » qui ne dure que quelques années.

Si l'on envisage la production de cet hydrogène, il est probable que, pour être rentable, on soit amené à l'accompagner du pompage des aquifères profonds qui le contiennent. On pourrait ainsi avoir une production peu coûteuse par pompage d'eau avec des dispositifs comparables à ceux utilisés en géothermie basse énergie.

La production d'hydrogène serait ainsi accompagnée d'une gestion de l'aquifère optimisée par une production géothermique. Dans le cas des cratons, il est aussi envisageable de produire l'hélium présent avec l'hydrogène.

Des travaux supplémentaires pour quantifier les flux seront nécessaires avant que ce type d'émission puisse constituer une source potentielle d'énergie propre.