

Newsletter

Recrutement de cadres et dirigeants
Energie & Environnement

5

Tandis que la demande énergétique mondiale connaît une forte croissance, les gisements pétroliers et gaziers sont de plus en plus complexes à produire. Aujourd'hui, ce sont de plus petits gisements et/ou ceux plus difficiles d'accès qui sont le quotidien de l'industrie pétrolière. Ces dernières années, gisements offshore, tout particulièrement en eaux profondes, et gaz de schiste ont concentré l'attention des majors et des exploratrices. Selon Schlumberger, le coût de développement d'un nouveau projet pétrolier a triplé en moins de 10 ans.

Tanguy de BOISANGER



Pétrole et gaz – Exploiter les sources les plus difficiles d'accès

I. Les nouvelles frontières de l'Exploration-Production (E&P)

De 2007 à 2030, la consommation énergétique va croître de 40% selon les prévisions de l'agence internationale de l'énergie (IEA), soutenue à plus de 75% par les combustibles fossiles, ce qui maintiendra la place centrale du pétrole et du gaz sur le marché de l'énergie. Pour satisfaire et tirer profit de cette hausse de la demande, il devient nécessaire d'exploiter non seulement les réserves déjà en production encore davantage, mais aussi **prospector des gisements plus difficiles d'accès qui réclament de plus hauts niveaux d'investissements.**

Or, les pays producteurs réservent bien souvent à leurs champions nationaux des conditions préférentielles (Saudi Aramco en Arabie Saoudite, Petrobras au Brésil, Gazprom en Russie). Seules 15% des réserves mondiales sont en accès libre, quand 38% ont un accès au capital régulé (Angola, Chine, Russie...) et 47% ne peuvent être atteinte sans passer par un partenaire interne (Iran, Iraq, Arabie saoudite...).

Par conséquent, pour les grands pétroliers européens (Total, BP, Eni, Repsol, Shell, Statoil), l'accès aux champs

où l'exploitation est la plus facile est aussi restreint et il est essentiel d'arriver à exploiter efficacement les sources les plus difficiles d'accès. De tels efforts ne sont pas sans prix, puisque le coût moyen d'un projet d'E&P a doublé sur la décennie, et même triplé selon Schlumberger lorsque l'on tient compte des dépassements de budgets qui excèdent les 50% pour 30% des nouveaux projets (soit une **inflation annuelle des coûts de plus de 10%**). Ces derniers se sont multipliés au cours de la dernière décennie avec l'exploitation en offshore profond et les efforts de logistique complexes pour produire en Russie, en Mer Caspienne et en Iraq notamment, et plus de 200 projets d'E&P connaissent aujourd'hui des dépassements de budget supérieurs à un milliard de dollars. Pour contrer cette hausse, de **nombreux projets dits « multi-clients »** ont vu le jour, financés par plusieurs compagnies pétrolières à travers des partenariats et des joint-ventures.

Bien que l'accès à ces sources demeure coûteux, **elles constituent toutefois 66% des réserves totales de la planète** estimées à ce jour, et un positionnement stratégique sur ce segment ouvre donc de nombreuses **perspectives de croissance sur le long terme** pour les acteurs prêts à relever les défis

qu'elles présentent. La confiance des multinationales dans ces nouvelles sources est déjà visible aujourd'hui avec un volume d'investissements prévu de 723 milliards de dollars en E&P pour 2014, soit une hausse de 6,1% par rapport à l'année précédente.

Ainsi, en dépit des conflits géopolitiques dans certaines zones visées, et des délais de dix à vingt ans imposés par l'acquisition des droits d'exploration (10 à 15% des coûts totaux d'E&P) et surtout la prospection géologique et sismique (5% des coûts), les investissements tiennent bons et devraient même croître rapidement dans les régions historiquement moins exploitées au cours des cinq prochaines années. **Les avancées technologiques et la productivité supérieure** qu'elles rendent possibles vont également soutenir la viabilité des futurs projets. De plus, **les barrières au financement se réduisent** du fait des faibles niveaux des taux d'intérêt et des signes de reprise des marchés de capitaux.

Parmi les différentes sources difficiles d'accès susceptibles de concentrer les investissements, on trouve **les gisements en offshore profond et en Arctique**, ainsi que **le gaz et pétrole non-conventionnel** (gaz de schiste et bruts extra-lourds entre autres). Au

niveau français, GDF-Suez a par exemple développé des projets d'exploitation de tight gas (gaz de réservoir compact) en Allemagne et en Algérie, et co-investi en Arctique. Total, très diversifiée, entretient ou développe des forages dans les eaux profondes de la Mer Caspienne, de la Mer du Nord, des côtes brésiliennes et Ouest-africaines de l'Atlantique Sud, autour des gaz non conventionnels du Sahara algérien et de Chine, et également pour extraire les huiles lourdes et les sables bitumineux de l'Alberta (Canada) et du Sud de l'Italie.

II. Les gisements offshore en eaux profondes et en Arctique

L'offshore profond est de nouveau en croissance depuis 2010, et Douglas-Westwood prévoit des dépenses globales d'investissement en capital de 45 milliards de dollars par an d'ici à 2017. Ce choix est probablement motivé par le fait que 7 % des ressources mondiales d'hydrocarbures seraient situées dans les grands fonds, d'après les chiffres de Total, soit près d'une décennie de consommation énergétique. Les entreprises parapétrolières importantes sur ce secteur incluent notamment Diamond Offshore, PGS, Schlumberger, Technip et TransOcean.

Depuis ses balbutiements à la fin des années 1970, et son essor dans les années 1990, l'offshore profond a posé de nombreux défis technologiques et environnementaux en passe d'être maîtrisés aujourd'hui par une innovation constante. Ainsi, la gestion du problème du froid et de la pression pour prévenir la formation d'hydrates qui boucheraient les conduites et garantir le bon écoulement des fluides est désormais assurée par le chauffage électrique des lignes de production et l'injection continue de produits inhibiteurs dans les conduites d'acheminement à terre. De même, de nombreux équipements de surveillance sous-marins permettent désormais de contrôler la préservation de la biodiversité marine et de prévenir les risques humains et les accidents techniques.

De plus, pour couvrir la différence significative de coûts par rapport à des projets conventionnels, la R&D permet aussi de prolonger la durée de vie des installations et d'augmenter les taux de récupération en optimisant l'efficacité énergétique des navires FPSO (Floating Production Storage and Offloading unit) jusqu'à 40.000 barils/jour.

Le « Triangle d'Or » de l'offshore profond va concentrer les investissements au cours des cinq

prochaines années avec les activités en Afrique occidentale (surtout en Angola, au Ghana et au Nigéria), dans le Golfe du Mexique et au Brésil. Si les champs pétrolifères africains dominant pour l'instant, les investissements de Petrobras devrait transférer le centre de gravité vers l'Amérique latine d'ici 2020. Des gisements récemment découverts en Afrique de l'Est pourraient aussi être développés vers la fin de la décennie.

L'Arctique recèle également des gisements très importants, estimés à 22% des ressources énergétiques globales par Wood Mackenzie, prochainement libérés par la fonte de la banquise d'été. Cette zone demeure encore peu explorée et nécessite des investissements que seuls peuvent se permettre les Majors pétroliers. Cependant, la tâche s'est avérée périlleuse jusqu'ici et les technologies nécessaires au forage en conditions polaires doivent encore être développées.

III. Gaz et pétrole non-conventionnel

Dans cette catégorie, on retrouve les gaz de schiste, les tight gas et les gaz de charbon d'une part, et les huiles lourdes d'autre part.

Du côté des gaz, 50% des ressources mondiales sont considérées comme non-conventionnelles, dont la majeure partie est constituée des gaz de schistes. En dehors de l'Amérique du Nord et de la Chine, leur volume d'exploitation ne devrait pas croître outre mesure avant 2020 du fait des contraintes réglementaires environnementales. Les Etats-Unis demeurent pionniers en la matière, ayant commencé la production des gaz de charbon et des tight gas dans les années 1970, puis celle des gaz de schiste dans les années 1990. L'Argentine est quant à elle le théâtre de futurs développements importants.

Ces gaz présentent la particularité d'être contenus dans des réservoirs atypiques aux niveaux de porosité et de perméabilité extrêmement faibles, qui requièrent des techniques de production adaptées via des forages horizontaux pour optimiser le drainage et l'utilisation de la fracturation hydraulique (fracking) pour augmenter la perméabilité des roches environnantes. C'est cette dernière qui concentre les critiques du fait de l'usage d'additifs toxiques proches des nappes phréatiques, et c'est pourquoi les entreprises concentrent aujourd'hui leurs efforts de R&D sur la protection des aquifères, la réduction de l'empreinte au sol et la restauration du site à l'issue de la phase de production.

Du fait que la part du gaz dans la génération d'électricité a déjà triplé sur vingt ans (de 8 à 23,8% en Europe) et devrait encore doubler sur la prochaine décennie pour dépasser les 40%, la croissance de la demande au cours des cinq prochaines années est estimée à 12,6% par l'IEA (soit 2,4 %/an). C'est pourquoi il est indispensable de parvenir à un équilibre entre l'exploitation responsable des gaz non-conventionnels et celle des autres sources disponibles.

Enfin, en ce qui concerne le pétrole, les sources non-conventionnelles apporteraient 20 ans de production supplémentaire selon Total à comparer aux 50 ans représentés par les réserves ordinaires, et forment donc un élément indispensable du futur mix énergétique mondial. Quoique présentes un peu partout dans le monde, les huiles lourdes sont surtout concentrées dans l'Alberta et au Venezuela. Si moins de 1% des réserves sont aujourd'hui exploitées, leur production doit presque quadrupler d'ici à 2030.

Environ 80% des huiles lourdes sont faites de bruts extra-lourds et de sables bitumineux qui réclament de très importantes quantités d'eau et de gaz naturel lors de la transformation synthétique en pétrole, en particulier via les méthodes par production thermique classiques. Là encore, l'innovation permet de réduire l'empreinte environnementale par le développement alternatif de mines équipées de bassins de décantation pour améliorer le recyclage d'eau, et la diminution du volume de vapeur mis en jeu pour réduire les émissions. A terme, il est envisagé de capter et stocker le CO2 dans des réservoirs déjà épuisés.

Sources

- Agora, *Misez sur la carte aux trésors des compagnies pétrolières* par Cécile Chevré, mai 2013
- Bain, *2014 oil and gas industry planning cycle: Getting it right*, septembre 2013
- Douglas-Westwood, *World Deepwater Market Forecast 2013-2017*, 2013
- International Energy Agency, *Gas: Medium-Term Market Report 2013-2018*, 2013
- McKinsey Global Institute, *Resource revolution: Meeting the world's energy, materials, food, and water needs*, novembre 2011
- Total, *Offshore profond : une aventure technique et humaine*, octobre 2012
- Xerfi, *Oil and Gas Groups – World market analysis*, juin 2013