

L'ARCTIQUE : LE NOUVEL ELDORADO PÉTROLIFÈRE ?

Rédigé le 08/11/2012

L'Arctique est reconnue comme une région pétrolifère depuis des décennies. L'extraction de ces réserves ne date pas d'hier. La production *onshore* a débuté dans les années 1920 en Alaska et l'*offshore* a connu un développement rapide de prospection et de forage toujours en territoire américain dans les années 1970. Toutefois, les projets de forage ne se sont pas multipliés, la zone ayant été délaissée car jugée moins rentable que d'autres zones géographiques.

Les coûts opérationnels plus importants, ainsi que des difficultés et des coûts de transports associés significatifs, ont constitué les principales barrières au développement de la production de pétrole dans la région arctique.

Les progrès réalisés depuis dans la fracturation hydraulique qui permettent d'atteindre les gisements *offshore* depuis la terre ferme, l'émergence de nouveaux marchés asiatiques énergivores, la montée des prix du pétrole, la raréfaction des ressources pétrolières et, ironie du sort, la fonte des glaces, sont autant de leviers favorables à l'exploration de la zone.

Un potentiel d'hydrocarbures certain

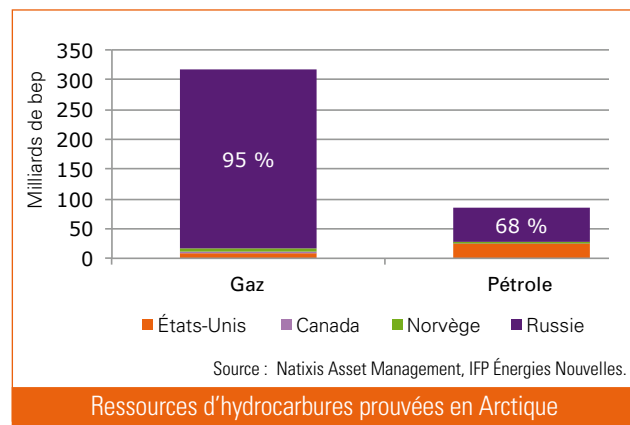
L'Arctique est une région particulièrement intéressante si on se fie à son potentiel en hydrocarbures. Selon l'étude menée par l'USGS (2008), **les réserves prouvées y seraient réparties comme suit :**

- **pétrole** : 13 % des réserves prouvées mondiales (90 milliards de barils) ;
- **gaz** : plus de 30 % des réserves prouvées (plus de 50 000 milliards de m³), dont plus de 80 % seraient situées *offshore*.

Ces chiffres doivent être considérés comme des ordres de grandeur. Certains acteurs¹ revoient ses estimations à la baisse compte tenu de la faible connaissance de la géologie de nombreux bassins sédimentaires de la région, des incertitudes régnant sur les coûts d'exploitation maximum et sur des probabilités réelles de succès de l'extraction.

Les ressources du continent arctique sont essentiellement russes. La Russie dispose de plus de 95 % des réserves prouvées en gaz et plus de 2/3 des ressources pétrolières, essentiellement en Sibirie occidentale (IFP, Énergies Nouvelles, 2012).

Retenons que le potentiel géologique est bel et bien là, essentiellement en Russie. Le potentiel économique est quant à lui toujours à démontrer.



Un potentiel économique à confirmer

La rentabilité économique des projets arctiques est toujours incertaine. Les événements récents nous démontent que le développement des forages en Arctique nécessite un prix élevé.

Total estime que le prix du baril doit être supérieur à 80 \$ pour justifier un investissement rentable² dans cette région, soit la ressource pétrolifère la moins intéressante avec les huiles de schistes (Total, 2011).

Nous sommes bien entendu sur un prix moyen différant de la vérité du terrain au cas par cas, mais qui a le mérite d'illustrer **des coûts d'extraction, de production et de transport intrinsèquement élevés s'expliquant notamment par :**

- la distance importante séparant les zones de production et les zones de consommation pouvant nécessiter des investissements significatifs d'infrastructures (bâtiments, routes, oléoducs, aéroports, complexe industriel, etc.) pour évacuer les hydrocarbures ;
- la nécessité de parer au risque de collision avec les icebergs flottants grâce à des plateformes *offshore* renforcées ou des plateformes mobiles, reliées aux forages sous-marins par un lien détachable à tout moment ;
- des matériaux censés supporter les conditions climatiques extrêmes ;

(1) Le cabinet Wood MacKensie, le Bureau central de statistique et le Centre de recherches sur le climat norvégien. • (2) Soit un taux de rentabilité interne supérieur à 10 %.

- les conditions de transports extrêmes (vagues importantes, tempêtes fréquentes, maintenance des oléoducs et voies navigables difficiles);
- des exigences environnementales élevées notamment liées au risque de marée noire pour l'exploration et production de pétrole;
- le risque juridique et le non-respect des délais induit.

Les projets de gaz de schiste en Amérique du Nord, de gaz iranien, qatari et bientôt mozambicain et brésilien, ainsi que les sables bitumineux canadiens dans une moindre mesure, semblent comporter moins d'écueils techniques et organisationnels que l'exploration en eaux arctiques.

Une acceptabilité sociale fragile

Les principales pétrolières intégrées, ainsi que quelques acteurs locaux, veulent toujours jouer le pari de l'Arctique, malgré les déconvenues fréquentes des acteurs.

Les déceptions industrielles sont nombreuses en effet :

- BP et Rosneft ont abandonné en 2009 le projet Sakhaline-IV, faute de réserves significatives;
- Total, Statoil et Gazprom ont décidé cette année de repousser à une date indéterminée la mise en exploitation du gigantesque projet gazier Chtokman près de 25 ans après sa découverte compte tenu du marché actuel excédent en gaz;
- ExxonMobil et Rosneft ont de sérieux doutes sur l'accessibilité des ressources de la mer de Kara.

L'ambition arctique de certains acteurs ne semble pas refroidie par cet environnement difficile.

Shell et Eni sont par exemple à un stade avancé des négociations et devraient tôt ou tard commencer à percer des forages de production respectivement en Alaska et en mer de Barents.

De leur succès dépend l'acceptabilité sociale de l'industrie pétrolière en Arctique. D'autant plus vigilantes dans le contexte post-Macondo actuel, la société civile et les populations locales (4 millions d'habitants vivent actuellement en Arctique) seront peu enclines à :

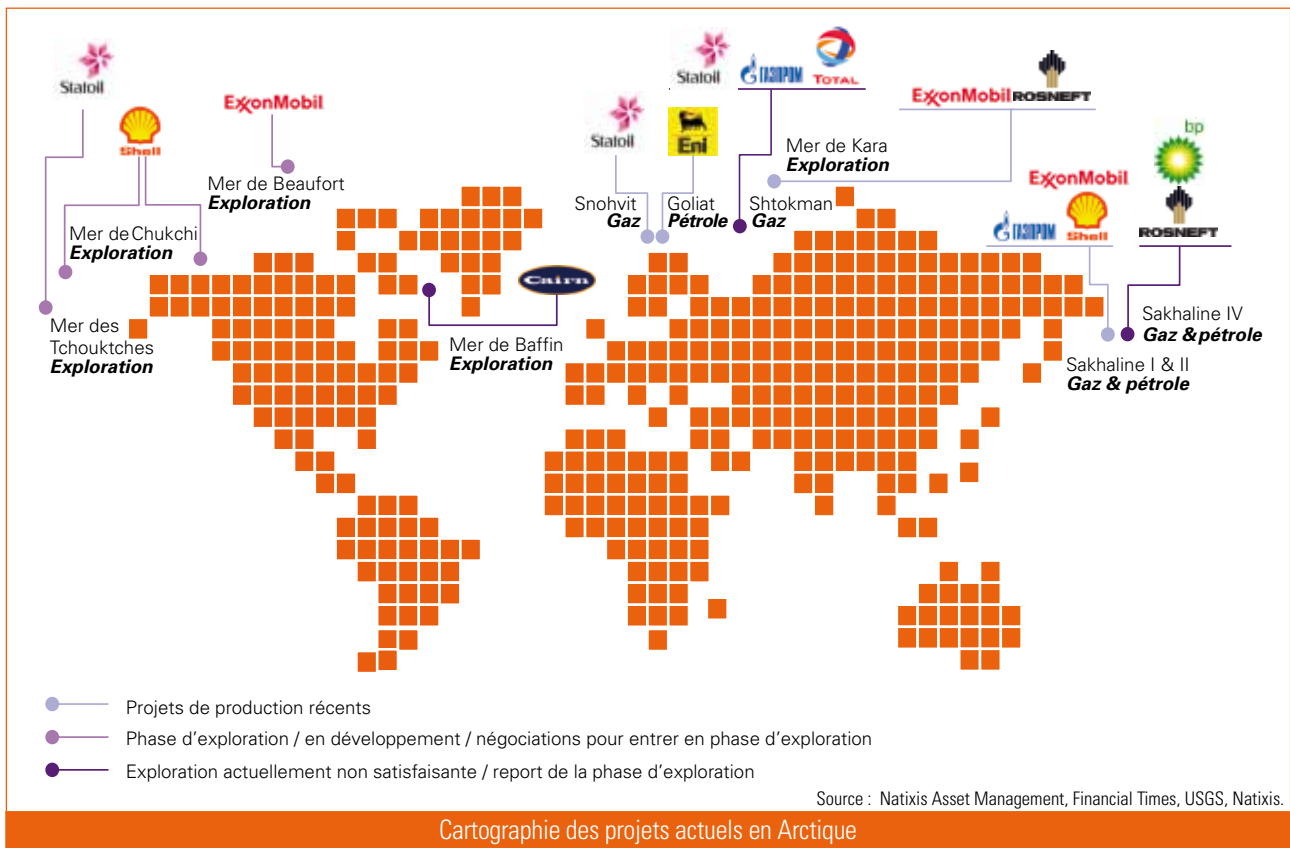
- réduire leurs surfaces de terres d'élevage;
- partager leur continent avec des nouvelles populations de travailleurs;
- accepter le moindre incident dans les eaux arctiques.

L'exploitation offshore du gaz russe ne prête pas à l'optimisme

De nombreuses études ont analysé les impacts environnementaux et sociaux des forages pétroliers en Arctique. La gestion de ces risques est en effet au cœur des projets pétroliers de la région.

Il convient de distinguer *offshore* et *onshore* lorsqu'on s'intéresse aux enjeux environnementaux et sociaux.

Intrinsèquement, forer en *offshore* est un challenge technologique considérable, en comparaison avec l'*onshore*. Ceci est vrai également en Arctique.



La complexité technique de l'*offshore* entraîne inévitablement des risques environnementaux plus importants. BP et Macondo, Chevron au Brésil ou encore la plateforme Elgin de Total en mer du Nord illustrent bien les difficultés de l'industrie pétrolière à opérer en *offshore* dans des conditions optimales de sécurité. Or, 80 % des ressources prouvées de l'Arctique sont situées *offshore*.

De plus, **la mise en place d'un régime juridique contraignant homogène semble difficile**, les 5 États arctiques ne disposant pas d'une juridiction commune. Plusieurs ONG ne cessent de souligner l'insuffisance des réponses de l'industrie face aux risques environnementaux des forages en Arctique (Pew Group, 2010 /Greenpeace, 2011).

Anticipant l'exploitation inexorable des ressources arctiques, ces ONG militent notamment pour la création d'un institut de l'exploitation pétrolière *offshore* en Arctique, en charge de la diffusion des bonnes pratiques environnementales et sociales afin de minimiser les risques opérationnels.

Les acteurs, comme Shell et Cairn, accueillent favorablement le principe d'une approche cohérente, mais précisent clairement que cette décision reste du ressort du Conseil arctique et de ses 8 membres (Parlement du Royaume Uni, 2012).

Autre point de différenciation important : pétrole ou gaz. En cas de déversement d'hydrocarbures, le pétrole est autrement plus impactant que le gaz sur les écosystèmes locaux.

Les exploitations de pétrole en Arctique sont ainsi extrêmement risquées compte tenu de la fragilité de la biosphère environnante et de la difficulté de prévenir, de détecter en amont, et de remédier aux éventuels déversements dans des eaux gelées. La récupération du pétrole est en effet une mission extrêmement compliquée dans la glace (Parlement du Royaume Uni, 2012).

Total a ainsi pris publiquement position contre l'exploration pétrolière *offshore* dans les eaux arctiques. Selon son président, le risque d'un déversement de pétrole dans cette zone écologiquement sensible est tout simplement trop élevé. « Une fuite serait faire trop de dégâts à l'image de la société », a-t-il déclaré au Financial Times (Financial Times, 2012).

Enfin, avec ses 95 % des ressources prouvées en gaz, la majorité des forages auront lieu en territoire russe.

Cette prédominance russe n'est pas sans conséquence, eut égard au laxisme des autorités russes sur les thématiques environnementales et sociales. Considéré comme particulièrement permissif, le régime réglementaire russe, ne prête pas forcément à l'optimisme (Chatam House, 2012). Notons, à ce sujet, que la Russie est le principal contributeur mondial en gaz à effet de serre émanant du brûlage de gaz associés sur les champs pétrolifères, alors que le faible niveau de maintenance et de remplacement des gazoducs russes remet en cause l'avantage environnemental du gaz par rapport au charbon. À cela s'ajoute le faible niveau d'expérience sur les opérations *offshore* puisque moins de 2 % de la production gazière russe provient de champs matures *offshore* (Associated Press, 2011). À titre d'illustration, Gazprom vient d'annoncer le report d'un an de l'entrée en exploitation du champ Prirazlomnoye, en raison de préoccupations en matière de sécurité (Reuters, 2012).

Conclusion

Bien que le gaz soit considéré comme une source de transition énergétique intéressante, les projets gaziers arctiques ne sont pas réellement satisfaisants sous l'angle environnemental et social, compte tenu de la passivité des autorités russes sur ces sujets et des risques élevés de la production *offshore* en matière de sécurité.

Le développement industriel de l'Arctique interpelle quant à lui notamment sur la ressource pétrolifère. Un tel développement serait-il viable dans le cadre d'un scénario durable où la hausse des températures serait limitée à + 2°C en 2035 ?

Par ailleurs, les pétrolières annoncent régulièrement des retards et contretemps répétitifs dégradant significativement les coûts d'exploitation et, *in fine*, les retours sur investissement des projets.

Les pétroliers vont devoir revoir leur ambition arctique à la baisse pendant un certain temps : assez de temps peut-être pour développer des filières renouvelables et décarbonnées plus rentables et susceptibles d'attirer des investissements massifs de la part des énergéticiens, pétroliers inclus.

Bibliographie

Associated Press (2011) - *Russian oil rig sinking casts doubt on Arctic Plan.*

Chatam House, I. (2012) - *Arctic Opening: Opportunity and Risk in the High North.*

Financial Times (2012) - *Total warns against oil drilling in Arctic.*

Greenpeace (2011) - *Risks of oil exploration in the Arctic.*

IFP Energies Nouvelles (2012).

Parlement du Royaume Uni (2012) - *Environmental Audit Committee - Protecting the Arctic.*

Pew Group (2010) - *Oil Spill Prevention and Response in the U.S. Arctic Ocean: Unexamined Risks, Unacceptable Consequences.*

Reuters (2012) - Extrait de <http://www.reuters.com/article/2012/09/21/gazprom-prirazlomnoye-idUSL5E8KL1LJ20120921>

Total (2011) - *Mauriaud, Break even oil price range in 2010 required to produce a certain type of oil. Includes all sources of oil.*

USGS (2008) - *Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle.*

AVERTISSEMENT

Ce document est destiné à des clients professionnels. Il ne peut être utilisé dans un but autre que celui pour lequel il a été conçu et ne peut pas être reproduit, diffusé ou communiqué à des tiers en tout ou partie sans l'autorisation préalable et écrite de Natixis Asset Management. Aucune information contenue dans ce document ne saurait être interprétée comme possédant une quelconque valeur contractuelle. Ce document est produit à titre purement indicatif.

Il constitue une présentation conçue et réalisée par Natixis Asset Management à partir de sources qu'elle estime fiables. Natixis Asset Management et Mirova Environment and Infrastructure se réservent la possibilité de modifier les informations présentées dans ce document à tout moment et sans préavis et notamment en ce qui concerne la description des processus de gestion qui ne constitue en aucun cas un engagement de la part de Natixis Asset Management ou de Mirova Environment and Infrastructure. Natixis Asset Management et Mirova Environment and Infrastructure ne sauraient être tenues responsables de toute décision prise ou non sur la base d'une information contenue dans ce document, ni de l'utilisation qui pourrait en être faite par un tiers. Les chiffres cités ont trait aux années écoulées.

Les performances passées ne sont pas un indicateur fiable des performances futures. Les références à un classement, un prix ou à une notation d'un OPCVM ne préjugent pas des résultats futurs de ce dernier.

Les OPCVM, gérés par Natixis Asset Management, cités dans ce document ont reçu l'agrément de l'Autorité des Marchés Financiers ou sont autorisés à la commercialisation en France ou éventuellement dans d'autres pays où la loi l'autorise.

Les OPCVM, gérés par Mirova Environment and Infrastructure, ne sont pas soumis à l'agrément de l'Autorité des Marchés Financiers et peuvent adopter des règles d'investissement dérogatoires décrites dans le règlement.

Préalablement à tout investissement, il convient de vérifier si l'investisseur est légalement autorisé à souscrire dans un OPCVM ; en particulier la souscription des OPCVM gérés par Mirova Environment and Infrastructure, strictement réservée à des investisseurs avertis répondant aux critères définis dans leur règlement.


Les caractéristiques, les frais et le profil de risque et de rendement relatifs à l'investissement dans un OPCVM sont décrits dans le Document d'Informations Clés pour l'Investisseur (DICI) de ce dernier. Le DICI ou le règlement et les documents périodiques sont disponibles sur demande auprès de Natixis Asset Management ou de Mirova Environment and Infrastructure. Vous devez prendre connaissance du DICI ou du règlement, qui doit vous être remis, préalablement à la souscription.

Dans l'hypothèse où un OPCVM fait l'objet d'un traitement fiscal particulier, il est précisé que ce traitement dépend de la situation individuelle de chaque client et qu'il est susceptible d'être modifié ultérieurement.

Dans le cadre de sa politique de responsabilité sociétale et conformément aux conventions signées par la France, Natixis Asset Management exclut des fonds qu'elle gère directement toute entreprise impliquée dans la fabrication, le commerce et le stockage de mines anti-personnel et de bombes à sous munitions.

Mirova. Responsible investing*

Mirova est une marque de Natixis Asset Management.

 Rendez-vous sur www.mirova.com
Suivez-nous : @Mirova_RI

NATIXIS ASSET MANAGEMENT

Société anonyme au capital de 50 434 604,76 €
RCS Paris 329 450 738 - Agrément AMF n°90 009
21 quai d'Austerlitz - 75634 Paris Cedex 13

MIROVA ENVIRONMENT AND INFRASTRUCTURE

Société par actions simplifiée au capital de 550 000 €
Agrément AMF n°GP 02 014 - RCS Paris 394 648 216
21 quai d'Austerlitz - 75013 Paris

L'activité de financement des infrastructures est gérée par Mirova Environment and Infrastructure, filiale de Natixis Asset Management.

UNE EXPERTISE  **NATIXIS**
GLOBAL ASSET MANAGEMENT

* Responsible investing : investir responsable.

