

Les hydrocarbures dans le domaine arctique : perspectives économiques et enjeux environnementaux

Les systèmes pétroliers de l'Arctique présentent une grande variété du fait de l'histoire géologique complexe de la région. Ces systèmes pétroliers sont classiques, mais l'exploration et la production des gisements dits « polaires » relève du défi technologique, du fait des conditions climatiques extrêmes. De plus, l'important éloignement et les difficultés de transport entre les zones de production et celles de consommation impliquent des investissements gigantesques pour mettre en production les gisements et acheminer les hydrocarbures [1].

Par Rémi ESCHARD, Roland VIALLY et Francine BÉNARD*

La rentabilité de ces gisements est fonction du prix du baril au regard du coût des investissements. Certains auteurs s'interrogent sur le potentiel économique réel de ces zones arctiques. Par exemple, la rentabilité de l'extension des gisements d'Alaska (Prudhoe Bay, actuellement sur le déclin après deux décennies d'exploitation) est contestée dans les rapports les plus récents [2].

Toutefois, les prix durablement élevés du pétrole et la raréfaction de la ressource poussent depuis quelques années les Etats et les compagnies pétrolières à explorer de manière intensive le domaine arctique, tant en *onshore* qu'en *offshore*. Les revendications territoriales de certains Etats du domaine polaire ne sont sans doute pas étrangères à la réévaluation du potentiel pétrolier de la région.

Enfin, l'Arctique correspond à un environnement écologique particulièrement sensible qui demande aux opérateurs pétroliers de prendre des mesures spécifiques et coûteuses pour exploiter ces ressources de manière responsable.

Les spécificités de l'Arctique

La zone arctique, dans son acception courante, est la portion du globe terrestre centrée sur le pôle Nord et s'étendant jusqu'au cercle polaire (66°32'N). Sont parfois aussi incluses dans ce périmètre les mers au nord des îles Aléoutiennes, la baie d'Hudson et une partie de la mer du Labrador [3] (voir la figure 1).

Cinq pays riverains sont concernés par l'exploitation pétrolière de cette zone : la Norvège, la confédération Russe, les USA (Etat de l'Alaska), le Canada et le Groenland (l'Islande, située sur la dorsale médio-atlantique et d'origine volcanique, n'a aucun potentiel pétrolier).

La zone arctique est occupée par des mers et des océans pour plus d'un tiers de sa surface. La moitié de ce domaine correspond à un plateau continental dont la profondeur n'excède pas 500 m. Ces domaines de plateforme continentale, au potentiel pétrolier important, sont majoritairement inclus dans les zones économiques du domaine *offshore* des différents pays riverains. Un quart de l'océan Arctique dépasse les 3 000 m de profondeur, notamment sous le pôle Nord. Dans ce secteur *offshore* profond s'étendent une croûte océanique et un système de dorsale océanique. L'absence de sédiments épais au-dessus de la croûte océanique rendrait cette zone très peu prospective pour les hydrocarbures.

Le système hydrologique global de l'océan Arctique est majoritairement dominé par le régime hydrodynamique saisonnier des grands fleuves sibériens et canadiens, avec leurs alternances gel/débâcle. La courantologie de l'océan Arctique montre un mouvement global circulaire des courants, avec toutefois une relation très étroite avec le Gulf Stream dans l'Atlantique Nord : de ce fait, l'océan Arctique, quoique quasiment enclos par des terres, a une très grande influence sur les circulations marines atlantiques en général [3].

Le climat polaire est caractérisé par des températures extrêmement basses, mais néanmoins variables régionalement en fonction des influences océaniques et de la continentalité. Ainsi, en janvier, les températures, descendent jusqu'à -10°C en Norvège et jusqu'à -45°C en centre Groenland, alors qu'en juillet, la gamme des températures s'étend de +10°C à -10 °C pour les mêmes régions. Les tempêtes y sont fréquentes et la nuit polaire permanente dure quatre mois par an. Les températures très basses sont à l'origine de la formation de la banquise, dont l'extension varie au cours des saisons entre 8 et 15 millions de km²,

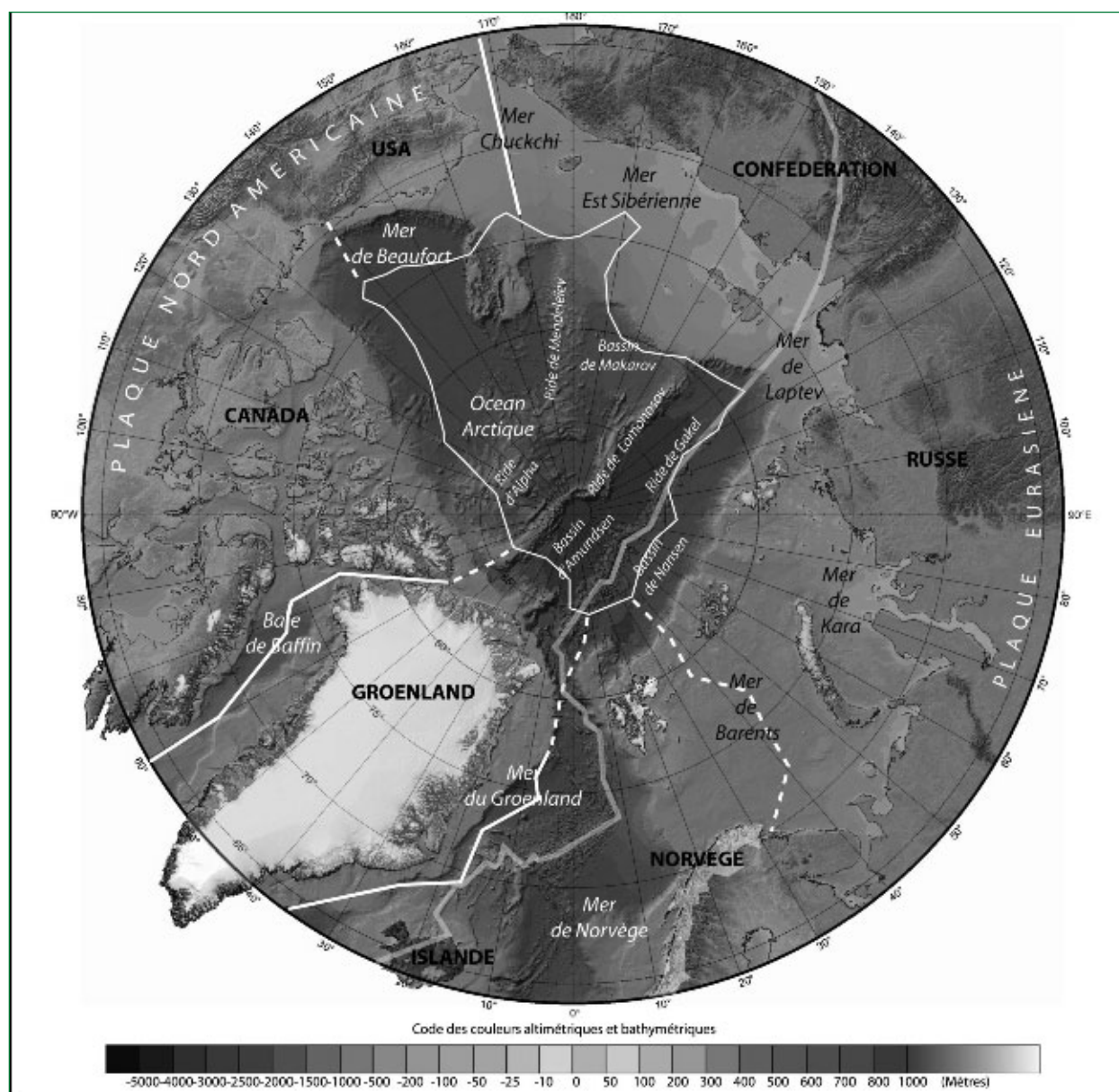


Figure 1 : Vue polaire du domaine arctique. Bathymétrie, géographie de l'Arctique (IBCAO - International, *Bathymetric Chart of the Arctic Ocean*) et limites des zones maritimes. En tirets, les zones conflictuelles.

pour une épaisseur de 2 mètres en moyenne. En cinquante ans, par suite du réchauffement climatique, l'épaisseur de cette banquise a été divisée par deux et la période d'enlèvement de l'océan a été fortement réduite. De plus, la fonte résultante des glaciers au Groenland se traduit par des débâcles très importantes d'icebergs, notamment dans le canal du Labrador. Les plateformes pétrolières d'Hibernia exploitant les gisements au large de Terre-Neuve sont renforcées pour résister à d'éventuelles collisions avec ces icebergs, dont le déplacement fait l'objet d'une surveillance constante.

A terre, le sol est gelé (pergélisol) sur 500 mètres d'épaisseur en hiver et il fond sur environ 1 mètre depuis la surface en été. Le pergélisol gelé rend possible les déplacements en surface, qui redeviennent très difficiles durant la

période de fonte estivale. Toute activité qui augmente le flux de température crée des cavités dans le pergélisol (thermokarst), compromettant l'intégrité des infrastructures. Ces infrastructures d'exploitation et d'évacuation des hydrocarbures doivent tenir compte de ces conditions extrêmes, ce qui engendre des coûts considérables, comme par exemple, celui de la surélévation des pipelines. Les effets du réchauffement climatique, qui se font déjà sentir aujourd'hui dans la région, devraient s'amplifier dans les années à venir. Les modèles climatiques [4] prévoient en effet une augmentation de 4 à 7 °C pour les 100 prochaines années dans les zones arctiques (soit bien plus que la moyenne planétaire), qui s'accompagnerait d'étés plus chauds, de précipitations plus importantes et d'une réduction du couvert nivo-glaciaire. L'installation de



© BP p.l.c

« Les infrastructures d'exploitation et d'évacuation des hydrocarbures doivent tenir compte de conditions climatiques extrêmes, ce qui engendre des coûts considérables, comme par exemple, celui de la surélévation des pipelines ». Pipeline TransAlaska Systems (TAPS), de 1 287 km de long pour 122 cm de large, construit entre 1975 et 1977 entre les côtes Nord et Sud de l'Alaska. Débit maximum de 2,1 millions de barils/jour en 1989, déclinant actuellement à 650 000 barils/jour.

régimes dépressionnaires prévue aux hautes latitudes rendrait la navigation périlleuse, et l'intégrité des éventuelles installations *offshores* problématique.

Le potentiel pétrolier et gazier de l'Arctique

La diminution des ressources pétrolières sur la planète et l'augmentation continue du prix du baril sont à l'origine de l'intérêt croissant de l'industrie pétrolière pour le domaine arctique, qui reste encore de nos jours une « zone frontière » à risque. La présence d'hydrocarbures résulte de la conjonction de différents événements au cours de l'histoire géologique des bassins sédimentaires. Les sédiments riches en matière organique constituent la « roche-mère » des hydrocarbures. Cette matière organique se transforme en hydrocarbures, d'abord liquides, puis gazeux, lorsque l'enfouissement naturel de cette roche au cours du temps la soumet à des conditions de pression/température adéquates. D'autres roches sédimentaires présentant une

porosité importante forment les réservoirs, où les hydrocarbures migrent depuis la roche-mère. Leur accumulation dans un gisement résulte de la présence d'un piège (plis, faille...) déformant le réservoir, associée à des roches couvertures imperméables bloquant la migration naturelle des hydrocarbures vers la surface. C'est l'ensemble de ces éléments (roches-mère, réservoir, couverture) et processus (formation des pièges, génération et migration des hydrocarbures) qui constitue un système pétrolier. Ceux de l'Arctique présentent une grande diversité, due à l'histoire géologique complexe de chaque bassin sédimentaire [5], [6], [7].

Évaluation du volume des ressources récupérables

Les premières prospections en Arctique datent des années 1950 (1950 : Alaska, 1953 : Sibérie de l'Ouest), mais les premières exploitations, du fait des difficultés technologiques, sont plus tardives (1969 pour Sverdrup *onshore*,

1970 pour la Sibérie Ouest *onshore*, 1980 pour l'Alaska et, enfin, 2007 pour la mer de Barents) [8], [9], [10], [11] [12], [13].

Depuis quelques années, les connaissances géologiques concernant les régions arctiques se sont considérablement accrues, du fait de l'exploitation des ressources minérales au sens large du terme et de l'ouverture de la confédération de Russie. Récemment, l'USGS (service géologique des Etats-Unis) a entrepris un programme pluriannuel de recherche sur les ressources récupérables de l'Arctique intitulé *Circum-Arctic Resource Appraisal* (CARA). La figure 2 schématise les zones pétrolières telles qu'elles ont été définies par l'USGS [14], [15]. La majorité de ces zones est située dans la limite des 500 mètres de profondeur d'eau. Selon un rapport publié en juillet 2008 [14], l'USGS estime les ressources récupérables non découvertes à 90 milliards

de barils pour le pétrole, 44 milliards de barils pour les liquides de gaz naturels (éthane, propane...), soit au total 134 milliards de barils pour les hydrocarbures liquides, et 1 669 « trillions de *cubic feet* » (Tcf) pour le gaz naturel...

Dans ces estimations, 70 % du pétrole serait localisé principalement au nord du continent américain (Alaska, Nord Canada, Groenland) et en mer de Barents, et 70 % du gaz se trouverait dans le nord de l'Eurasie (Sibérie occidentale, mer de Barents Est) et en Alaska.

Selon les estimations de l'USGS basées sur des études géologiques et une étude statistique de la taille des champs, les ressources récupérables d'hydrocarbures liquides (qui deviendront des réserves lorsque les investissements de production et de transport auront été réalisés) seraient de 134 milliards de barils, ce qui en fait une zone très intéressante pour l'exploration des hydrocarbures. Cependant,

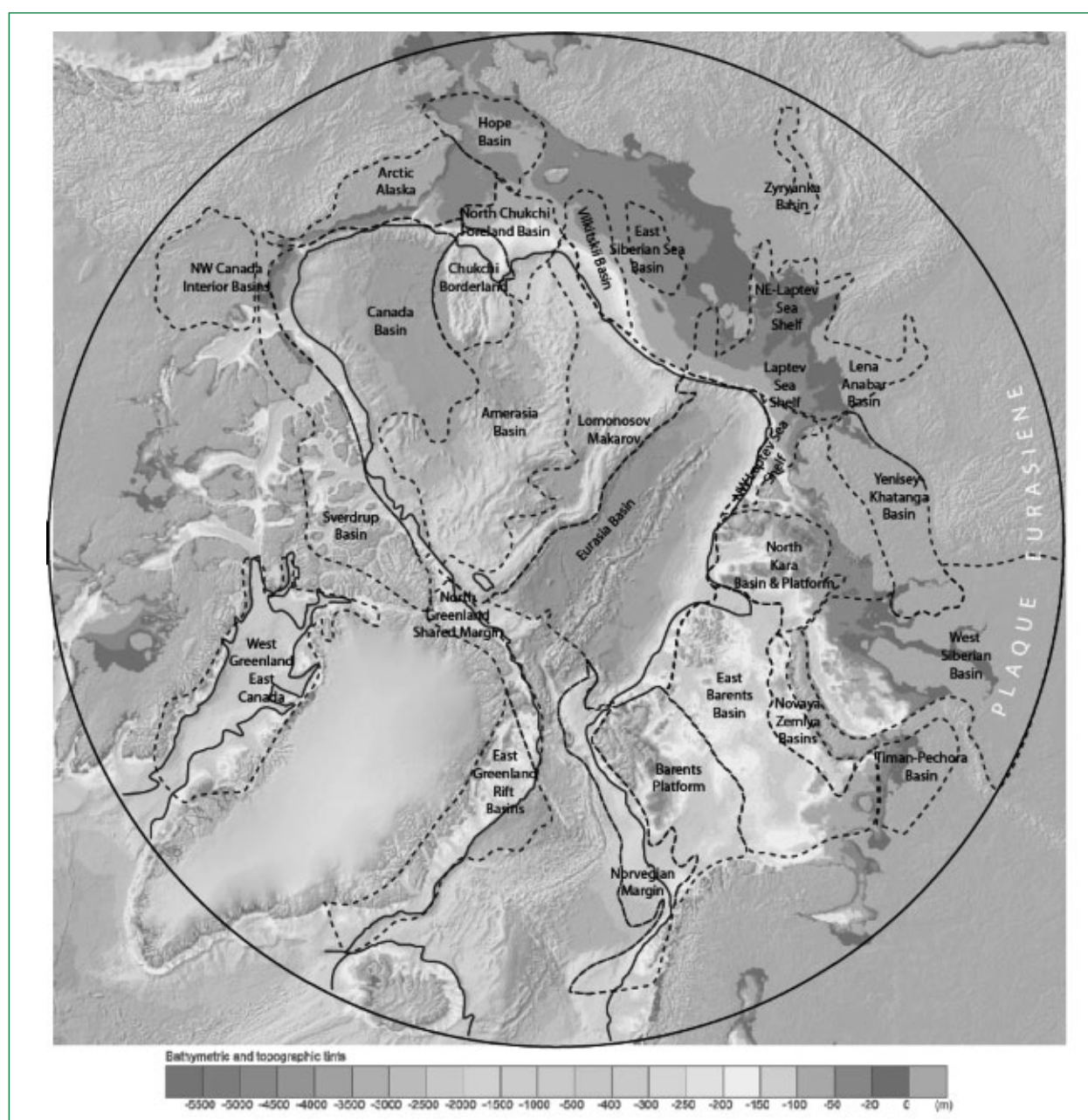


Figure 2 : Zones pétrolières de l'Arctique identifiées par l'USGS (service géologique des Etats-Unis).

Nom de la Province	Pays	Type	Crude Oil	Gaz naturel	LGN*	TOTAL,**
			(Milliards de barils)	(Trillions Cubic feet)	(Milliards de barils)	(Milliards de barils équiv.pétrole)
West Siberian Basin	Russie	Onshore & Offshore	3,66	651,5	20,33	132,57
Arctic Alaska	USA	Onshore & Offshore	29,96	221,4	5,9	72,77
East Barents Basin	Norvège /Russie	Offshore	7,41	317,56	1,42	61,76
East Greenland Rift Basins	Groenland/ Danemark	Offshore	8,9	86,18	8,12	31,39
Yenisey-Khatanga Basin	Russie	Onshore	5,58	99,96	2,68	24,92
Amerasia Basin	Canada/ USA	Offshore	9,72	56,89	0,54	19,75
West Greenland-East Canada	Canada/ Groenland/Danem	Offshore	7,27	51,82	1,15	17,06
Laptev Sea Shelf	Russie	Principale. Offshore	3,12	32,56	0,87	9,41
Norwegian Margin	Norvège	Offshore	1,44	32,28	0,5	7,32
Barents Platform	Norvège	Offshore	2,06	26,22	0,28	6,7
Kurasia Basin	Norvège/ Russie	Offshore	1,34	19,48	0,52	5,11
North Kara Basin and Platform	Russie	Offshore	1,81	14,97	0,39	4,69
Timan-Pechora Basin	Russie	Principale Onshore	1,67	9,06	0,2	3,38
North Greenland sheared margin	Groenland	Offshore	1,35	10,21	0,27	3,32
Lomonosov - Makarov	Canada/Groenland / Danemark/Russie	Offshore	1,11	7,16	0,19	2,49
Sverdrup Basin	Canada	Onshore/ Offshore	0,85	8,6	0,19	2,48
Lena-Anabar Basin	Russie	Onshore	1,91	2,11	0,06	2,32
North Chukchi - Wrangle Bas.	Russie/ USA	Offshore	0,09	6,07	0,11	1,2
Vilkisti Basin	Russie	Offshore	0,1	5,74	0,1	1,16
Northern Laptev Sea Shelf	Russie	Offshore	0,17	4,49	0,12	1,04
Lena-Vilyui Basin	Russie	Onshore	0,38	1,34	0,04	0,64
Zyryanka Basin	Russie	Onshore	0,05	1,51	0,04	0,34
East Siberian Sea Basin	Russie	Offshore	0,02	0,62	0,01	0,13
Hope basin	Russie/ USA	Offshore	0,002	0,65	0,01	0,12
NW Canadian Interior Bas.	Canada	Onshore	0,02	0,31	0,02	0,09
TOTAL			89,98	1 668,70	44,06	412,16

Tableau 1 : Estimation des ressources récupérables restant à découvrir.

* LGN : éthane, butane, propane.

** Facteur de conversion : 1 baril de pétrole = 6 000 cubic feet de gaz.

pour mettre en perspective ces chiffres, la valeur moyenne de 134 milliards de barils de pétrole récupérable dans l'Arctique (10 fois les réserves initiales de Prudhoe Bay) ne

correspond qu'à quatre ans de consommation mondiale d'hydrocarbures liquides. Quant au gaz, les 1 700 Tcf (50 000 milliards de m³) récupérables, principalement en

RÉGIONS	Crude oil	Gaz naturel	Liquides de gaz naturels	TOTAL
	(Milliards de barils) %	(Trillions de cubic feet)	(Milliards de barils) %	(Milliards de barils équivalent pétrole) %
EURASIE	30,7	1219,39	27,55	261,49
	34,10 %	73,10 %	62,50 %	63,40 %
AMÉRIQUE DU NORD	58,09	435,4	16,2	146,85
	64,60 %	26,10 %	36,80 %	6 %
Indéterminé	1,2	13,87	0,31	3,82
	1,30 %	0,80 %	0,70 %	1 %
TOTAL	89,98	1 668,66	44,06	412,2

Tableau 2 : Répartition des ressources récupérables par continent.

Eurasie, correspondent à une quinzaine d'années de consommation. Le bilan des ressources récupérables qui pourraient être découvertes en Arctique est donc contrasté : l'Arctique représente sans aucun doute une zone pétrolière et gazière très intéressante pour les années à venir, mais elle n'augmentera pas de manière très significative l'estimation des réserves mondiales.

Ces valeurs ne correspondent qu'aux hydrocarbures «conventionnels» et ne prennent pas en compte les hydrocarbures non conventionnels, qui pourraient aussi représenter un volume important (huiles de schistes, gaz de schistes, hydrates de méthane). A ce stade de la connaissance de la géologie des bassins sédimentaires, il est impossible d'en estimer le potentiel, et l'exploitation de



© BP p.l.c.

« Dans cette région, l'exploitation offshore est réalisée dans une mer gelée totalement ou partiellement. De ce fait, les forages proches du continent peuvent requérir l'édification d'îles artificielles en graviers ou en glace ». 'Northstar Island' dans la mer de Beaufort, au nord-ouest de Prudhoe Bay, Alaska. Cette île artificielle de gravier, reliée par barge en été, par route de glace en hiver, a été édiflée de 1999 à 2001. Le débit maximum de 70 000 barils/jour a été atteint en juin 2003. Le coût d'investissement total, incluant un pipeline sous-marin reliant l'île au pipeline TAPS, a été de 686 millions de \$.

ces hydrocarbures non conventionnels ne serait de toute façon pas rentable aujourd'hui dans cette zone.

Le développement des ressources et les enjeux environnementaux

Des défis technologiques d'exploitation des hydrocarbures en conditions extrêmes

On l'a vu, dans cette région, l'exploitation *offshore* est réalisée dans une mer gelée totalement ou partiellement. De ce fait, les forages *offshore* proches du continent peuvent requérir l'édification d'îles artificielles en graviers ou en glace.

Des plateformes de glace sont créées par arrosage avec de l'eau de mer, grâce à des pompes électriques submersibles. Des équipements spéciaux ont été mis au point pour utiliser ensuite la glace comme surface de travail [16], [17]. Ont également été créées des plateformes appelées caissons, notamment réalisées à partir de tanker reconvertis. Enfin, un forage scientifique réalisé en 2004 dans le cadre du programme scientifique IODP (*International Oceanic Drilling Program*) à proximité du pôle Nord sur la ride de

Lomonosov a nécessité l'utilisation de bateaux de forage spécialement adaptés, protégés par des brise-glaces à propulsion nucléaire laissant libre de glace la zone de forage. Les basses températures posent aussi de nombreux problèmes pour l'acheminement des hydrocarbures, avec la formation de clathrates dans les gazoducs ou la précipitation de paraffine dans les oléoducs, qui requièrent des technologies très particulières.

L'éloignement des secteurs de production des hydrocarbures des centres de consommation rend nécessaire la réalisation de pipelines sur des distances considérables, avec une technologie très spécifique et très coûteuse. Leur réalisation nécessite des investissements colossaux et fait appel à des montages financiers parfois surprenants. Ainsi, le gazoduc qui devrait acheminer le gaz de la péninsule de Yamal vers le sud sera construit grâce à une association des russes Novatek et Gazprom avec *QPI-Qatar Petroleum International* [18]. La construction du TAPS (*TransAlaska Pipeline Systems*) qui transporte le pétrole sur plus de 1 000 km des zones de production de Prudhoe bay au Nord de l'Alaska vers le terminal pétrolier de Valdez, au Sud, avait nécessité un investissement de 8 milliards de dollars à la fin des années 1970. Sa capacité de transport, après avoir culminé à 2,1 millions de barils par jour en



Forage scientifique réalisé à proximité du pôle Nord lors de la campagne IODP de 2004. Le navire de forage est accompagné de deux brise-glaces.

Photo : Sven Stenvall/ IODP-ACEX, reproduite avec l'autorisation de K. Moran.

1989, est aujourd'hui tombée à 650 000 barils par jour du fait du déclin de la production des champs en Alaska. Un nouveau gazoduc, l'*Alaska Gasline Project*, dont l'ouverture est prévue pour 2020, permettra la mise exploitation des champs de gaz de la *North Slope* en Alaska [19]. Il va nécessiter un investissement de 26 milliards de dollars, le gaz étant transporté sur plus de 2 800 km. Ces pipelines représentent aussi un enjeu géopolitique majeur dans la relation entre pays producteurs et pays consommateurs. Le réchauffement climatique n'a pas que des effets positifs pour l'exploitation de ces hydrocarbures. En théorie, la réduction de l'extension de la calotte polaire peut permettre le développement du trafic maritime circumpolaire. Même si le déglacement est effectif, la navigation de tankers pétroliers restera occasionnelle et dangereuse sous ces latitudes, avec un risque de marée noire difficile à maîtriser. De plus, les variations climatiques s'accompagnent d'une érosion des côtes : dans certaines zones, des unités industrielles ont déjà dû être relocalisées suite à leur détérioration. Enfin, selon les modèles climatiques, la surface du permafrost va diminuer de 85 % pour les 3,5 mètres les plus superficiels, et la fonte des glaces va occasionner un apport d'eau supplémentaire en surface de 15 %. La fonte prévue du pergélisol augmentera les difficultés de maintenance des pipelines, routes et autres infrastructures [20].

Des écosystèmes à préserver et des populations autochtones fragiles

Les écosystèmes arctiques, et notamment la faune, sont particulièrement fragiles : la saison de reproduction est très courte, les espèces sont peu nombreuses et comprennent peu d'individus. La rapidité du réchauffement climatique actuel a déjà fragilisé les écosystèmes, les rendant encore plus sensibles au stress induit par l'augmentation de l'activité industrielle avec sa pollution associée. De plus, les eaux de l'Arctique, riches en krills, abritent un maillon très important de la chaîne alimentaire des océans. L'altération de la qualité des eaux arctiques pourrait avoir des répercussions importantes à l'échelle planétaire sur toute la chaîne alimentaire de l'écosystème marin, de nombreuses espèces marines migratrices dépendant de l'Arctique pour leur nourriture et leur reproduction [21].

Environ quatre millions d'humains vivent dans le domaine Arctique aujourd'hui. L'équilibre des populations autochtones a été fortement affecté au cours du siècle dernier par l'arrivée des immigrants exploitant les ressources naturelles. Au Canada, les populations autochtones font des recours juridiques pour faire reconnaître leur droit à contrôler l'exploitation des ressources sur leurs territoires [22]. Au Groenland, la souveraineté de l'Etat vis-à-vis du Danemark n'est pas clairement reconnue en ce qui concerne la gestion des ressources non renouvelables. Le jeune gouvernement autonome souhaite promouvoir l'exploration pétrolière pour acquérir plus d'autonomie, même si l'exploration est très risquée dans cette zone, du point de

vue environnemental [23]. Dans le district autonome des Nenets (péninsule de Yamal – gouvernement central russe), les autochtones vivant de l'élevage extensif de rennes transhumant du nord au sud avec les saisons voient leurs terres d'élevage sans cesse réduites du fait des exploitations pétrolières, sans possibilité de faire valoir leurs droits [24], [25]. Le développement des richesses de l'Arctique se doit donc aussi de respecter l'intérêt de ces populations et de préserver un des derniers sanctuaires de l'humanité, quel qu'en soit le prix.

Conclusion

Selon les estimations actuelles, les ressources en hydrocarbures de l'Arctique seraient considérables, les principales ressources en pétrole se situant majoritairement dans le Nord du continent américain, tandis que les ressources en gaz se localisent principalement dans le Nord de l'Eurasie. L'USGS estime que 134 milliards de barils de pétrole restent à découvrir autour de l'océan Arctique, un chiffre considérable qui justifie l'activité soutenue des Etats riverains et des compagnies internationales pour explorer ces zones frontalières. Pour autant, l'exploitation de ces ressources, qui restent d'ailleurs à prouver, n'aura pas un impact majeur sur la disponibilité de la ressource en hydrocarbures fossiles à l'échelle planétaire, car ce chiffre ne correspond qu'à deux ou trois ans de la consommation mondiale de pétrole. On ne fera que donc repousser l'échéance du *peak oil* pour quelques années. Les ressources en gaz (1 700 Tcf, soit 50 000 milliards de m³) sont elles aussi considérables, et leur disponibilité pourrait impacter l'économie du Sud-Est asiatique en fournissant une nouvelle source d'approvisionnement dans une région particulièrement demandeuse en énergie. Les enjeux géostratégiques du développement de cette nouvelle ressource sont donc majeurs.

Cependant, la rentabilité des gisements est encore incertaine. Le coût des forages en conditions extrêmes et la réalisation de pipelines pour exporter ces hydrocarbures nécessitent des investissements colossaux. Ils ne seront justifiés que par la découverte de champs géants. Seuls les grands opérateurs pétroliers et les grandes compagnies nationales ont une assise financière suffisamment solide pour se lancer dans l'exploration de ces zones frontalières. Surtout, le développement de ces nouvelles provinces ne sera rentable que dans un contexte de prix élevé des hydrocarbures.

L'évolution géodynamique du secteur arctique est relativement complexe, et les systèmes pétroliers y sont très divers, selon les régions considérées. Ces systèmes pétroliers ne présentent pas toutefois de spécificité propre au domaine arctique. Ce sont les défis technologiques de tous ordres que pose leur exploitation qui les rendent non conventionnels : techniques de forage *offshore* au milieu de la banquise, matériaux capables de supporter des froids extrêmes, instabilité des sols due au dégel saisonnier du permafrost : les défis technologiques sont innombrables.

Enfin, la zone arctique abrite un écosystème extrêmement fragile, déjà déstabilisé par le réchauffement climatique actuellement en cours. Une exploitation massive de cette ressource entraînerait une dégradation irrémédiable de l'un des derniers sanctuaires écologiques de notre planète. Les cadres légaux et les réglementations spécifiques doivent donc imposer un développement raisonné de cette ressource, préservant aussi l'intérêt des peuples autochtones : un nouveau défi, pour l'industrie pétrolière, qui devra s'appuyer sur des accords internationaux entre les Etats concernés.

Note

* IFP Energies nouvelles.

Bibliographie

- [1] Pétrolier, http://fr.wikipedia.org/wiki/Pic_p%C3%A9trolier
- [2] THOMAS (C.P.), FAULDER (D.D.), DOUGHTY (T.C.), HITE (D.M.) & WHITE (G.J.), 2007, Alaska North Slope oil and gas—A promising future or an area in decline? (full report): National Energy Technology Laboratory [Report] DOE/ NETL-2007/1279, 479 p., disponible en ligne à : <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/ANSFullReportFinalAugust2007.pdf> (consulté le 9 avril 2009).
- [3] Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP) www.amap.no
- [4] Pan-Arctic Land Surface Modeling. http://insidc.org/research/projects/Slater_Pan-Arctic_Modeling.html
- [5] GOLONKA (J.), BOCHAROVA (N.), DAVID FORD (D.), EDRICH (M.), BEDNARCZYK (J.) & WILDHARBER (James), 2003. Paleogeographic reconstructions and basins development of the Arctic. *Marine and Petroleum Geology* 20, pp. 211–248, 2003.
- [6] DRACHEV (S. S.), MALYSHEV (N. A.) & NIKISHIN (A. M.), Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview. *Petroleum Geology Conference series*, v. 7; pp. 591–619, 2010.
- [7] MÜLLER (R. D.), SDROLIAS (M.), GAINA (C.) & ROEST W. (R.), Age, spreading rates, and spreading asymmetry of the world's ocean crust. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 9, Q04006, doi:10.1029/2007GC001743, 2008.
- [8] PEDERSEN & al, Source Rocks of the Norwegian Barents Sea, 2010.
- [9] ULMISHEK (F.G.), *Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia*. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G.
- [10] KONTOROVICH (A.E.), EPOV (M.I.), BURSHTEIN (L.M.), KAMINSKII (V.D.), KURCHIKOV (A.R.), MALYSHEV (N.A.), PRISCHEPA (O.M.), SAFRONOV (A.F.), STUPAKOVA (A.V.) & SUPRUNENKO (O.I.), Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development. 2010, IGM, Siberian Branch of the RAS. Published by Elsevier B.V. All rights reserved. doi:10.1016/j.rgg.2009.12.00 www.elsevier.com/locate/rgg3
- [11] BIRD (K.J.), Alaska, A twenty-first century petroleum province, AAPG Memoir 74, pp. 137–165, 2001.
- [12] EMBRY (A.) & BEAUCHAMP (B.), Sverdrup Basin. *Sedimentary Basins of the World*, Volume 5, 2008. ISSN 1874-5997, DOI 10.1016/S1874-5997(08)00013-0
- [13] HAMANN¹ (N. E.), WHITTAKER² (R. C.) & STEMMERIK³ (L.), Geological development of the Northeast Greenland Shelf. In: DORE (A.G.) & VINING (B.A.) (eds). *Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives—Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference*, pp. 887–902. q *Petroleum Geology. Conferences Ltd.* Published by the Geological Society, London, 2005.
- [14] Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. By (in alphabetical order) KENNETH (J. Bird), CHARPENTIER (Ronald R.), GAUTIER (Donald L.) (CARA Project Chief), HOUSEKNECHT (David W.), KLETT (Timothy R.), PITMAN (Janet K.), THOMAS (E. Moore), SCHENK (Christopher J.), TENNYSON (Marilyn E.) & WANDREY (CRAIG J.), 2008.
- [15] USGS Arctic Oil and Gas Report ; Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. <http://geology.com/usgs/arctic-oil-and-gas-report.shtml>
- [16] EKELUND (M.) & MASTERSON (D.), Floating Ice Platforms for Oil Exploration in the Arctic Islands. <http://pubs.aina.ucalgary.ca/arctic/Arctic33-1-168.pdf>
- [17] Construction and Maintenance of Ice Islands ; c-core <http://www.boemre.gov/tarprojects/468/Project%20Summary.pdf>
- [18] LNG WorldNews, 30 décembre 2010.
- [19] <http://www.alyska-pipe.com>
- [20] Impacts of a warming Arctic (Arctic Climate Impact Assessment). <http://www.acia.uaf.edu/pages/overview.html>
- [21] AMAP (Arctic Monitoring and Assessment Programme) Assessment report : Arctic Pollution Issues, Chapter 10A: Petroleum Hydrocarbons (Annex AAR-An10.pdf. Figure 10-5. <http://www.amap.no/documents/index.cfm?dirsub=/AMAP%20Assesment%20Report%20-%20Arctic%20Pollution%20Issues>
- [22] Stratégie de développement durable 2007-2009. Évolution de la situation. <http://www.pc.gc.ca/fra/docs/pc/strat/sdd-sds-2007/page04.aspx>
- [23] LUND SØRENSEN (F.), Spatial Planning Greenland Home Rule. Greenland subsurface and self-government. <http://www.nordregio.se/?vis=artikel&fid=8704&id=121120091224323121>
- [24] CHANCE (N.) & ANDREEVA (E.), Gas Development in Northwest Siberia, <http://arcticcircle.uconn.edu/NatResources/gasdev.html>
- [25] FORBES (B.), Reindeer herding and petroleum development on Poluostrov Yamal: Sustainable development or mutually incompatible uses, by Bruce Forbes, 2000. <http://www.thearctic.is>