



Mettre fin aux soutiens financiers au pétrole et au gaz : zoom sur 5 des secteurs pétro-gaziers les plus risqués

Pour respecter l'objectif de limiter le réchauffement planétaire à 1.5°C, la production de combustibles fossiles à l'échelle mondiale doit décroître dès maintenant de 6% par an, soit 46% d'ici 2030 par rapport à 2020. Dans les secteurs du gaz et du pétrole, cette décroissance nécessaire se chiffre respectivement à 3% et 4% par an. Malheureusement, la production d'hydrocarbures repart à la hausse après un épisode de baisse conjoncturelle en 2020. Avant la crise, la communauté internationale prévoyait une croissance de la production de combustibles fossiles de 2% par an d'ici 2030, que l'Agence Internationale de l'Energie traduisait en 2020 dans son scénario business as usual (STEPS) par une production stable de pétrole d'ici 2030 et une augmentation de la production de gaz de 30% d'ici 2040. Pourtant, dans son récent et premier scénario à viser la limitation du réchauffement climatique à 1.5°C (dit « Net Zéro »), même celle-ci conclut que *“au-delà des projets déjà engagés à partir de 2021, aucun nouveau gisement de pétrole et de gaz n'est approuvé dans notre trajectoire, et aucune nouvelle mine de charbon ou extension de mine n'est nécessaire”*. L'AIE souligne que sa trajectoire à 1,5 °C *“entraîne une forte baisse de la demande d'énergies fossiles, ce qui signifie que les producteurs de pétrole et de gaz doivent se concentrer entièrement sur la réduction de la production – et des émissions –”*. Pour que la production décline pour de bon, il faut stopper dès maintenant l'expansion de l'industrie pétro-gazière en cessant tous services financiers qui iraient au développement du pétrole et du gaz, de l'extraction aux infrastructures de transport, transformation ou stockage.

Dans certains sous-secteurs pétro-gaziers, il faut aller plus vite et plus loin. Le pétrole et le gaz produits en Arctique, en offshore très profond, à partir de sables bitumineux, et à partir de roche de schistes, sont les champions de la course à la destruction de l'environnement du fait de leurs nombreuses externalités négatives. Malgré cela, les acteurs du secteur pétro-gazier se tournent de plus en plus vers ces sources dites “non conventionnelles” d'hydrocarbures. Ces ressources ont été historiquement peu développées car plus compliquées à extraire et plus coûteuses. Pourtant, elles gagnent aujourd'hui en rentabilité, au fur et à mesure que les gisements conventionnels exploitables d'amenuisent et poussent les prix à la hausse.

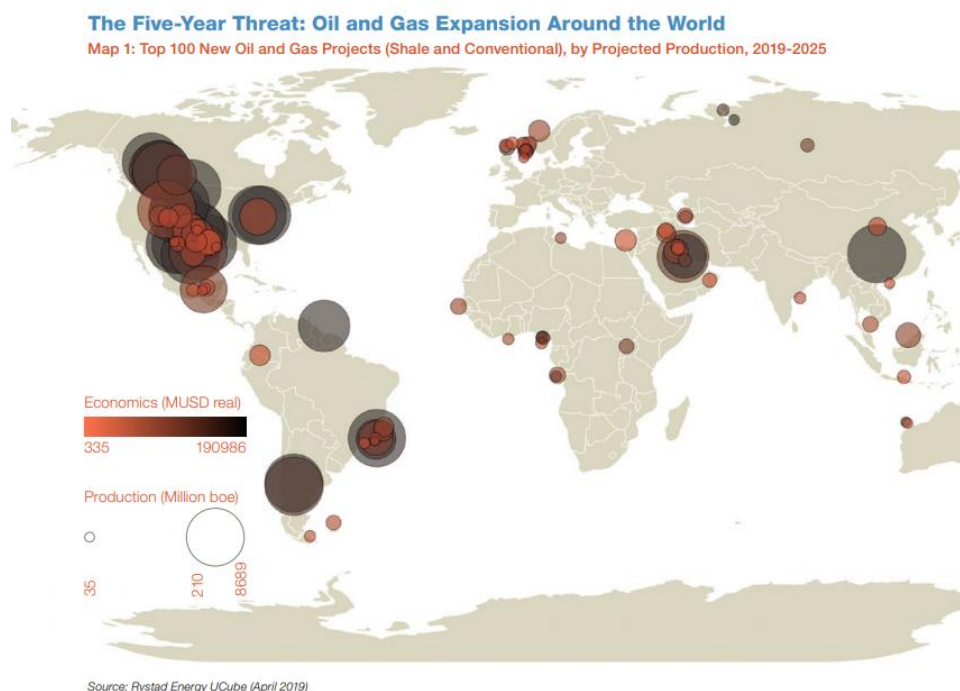
Elles concentrent désormais l'essentiel de la croissance de production attendue. Ainsi, 75% de la croissance mondiale de la production d'hydrocarbures d'ici 2025 pourrait venir des pétrole et gaz de schiste américain, tandis que l'exploitation des sables bitumineux canadiens pourrait croître de près de 19% entre 2019 et 2025 selon IHS Markit et celle de l'Arctique de 40% entre 2020 et 2050 selon nos données. Rien que sur l'Arctique, le schiste et les sables bitumineux, le volume de réserves en exploitation pourrait augmenter de +157% sur les trente prochaines années, de quoi consommer jusqu'à 2/3 du budget carbone restant d'après les estimations du GIEC. Par ailleurs, la croissance de la production gazière et notamment du gaz de schiste aux Etats-Unis ne sera possible qu'avec le développement de nouvelles infrastructures d'exportation et d'importation de gaz naturel liquéfié elles-mêmes fortement émettrices de gaz à effet de serre. C'est pourquoi il est urgent que cesser de soutenir les activités dans ces 5 secteurs.

Cet impératif climatique et environnemental rejoint une commande politique : en octobre 2020, Bruno Le Maire appelait les acteurs de la place de Paris à se doter de stratégies de sortie des pétrole et gaz “non conventionnels”. En réponse, d’ici la COP 26, de nombreux acteurs financiers de la place de Paris doivent revoir leur copie. C’est dans cette logique que Reclaim Finance a [passé au crible les politiques adoptées par les acteurs financiers français](#) sur 5 des secteurs pétro-gaziers les plus risqués : les pétrole et gaz produits en offshore très profond et en Arctique, les pétrole et gaz de schiste, les sables bitumineux, et le GNL. Cette note détaille les raisons pour lesquelles nous avons choisi de mettre l’accent sur ces 5 secteurs pétro-gaziers en particulier.

Les pétrole et gaz de schiste

Des perspectives de développement climaticide

La production de pétrole et gaz de schiste a connu un essor historique ces dix dernières années, propulsant les Etats-Unis au rang de premier producteur d'hydrocarbures et cinquième exportateur de gaz. D'ici 2025, selon les données du GGON, l'Amérique du Nord accueillera 85% de la croissance de la production mondiale. La croissance sur cette période va se concentrer aux Etats-Unis qui prévoient de poursuivre le développement massif de leurs ressources de schiste, lesquelles représentent plus de 90% de leurs nouvelles sources de production.



Carte 1. Top 100 New Oil and Gas projects (Shale and Unconventionnal) by Projected Production between 2019 – 2025, Rystad 2018 cité dans Oil, Gas and the Climate.

Si cette tendance au développement massif des ressources de pétrole et gaz de schiste se prolonge jusqu'en 2030, elle conduira à émettre 136 à 159 GtCO₂eq d'ici 2050, soit 27 à 31% du budget carbone restant. Ces émissions proviennent de deux sources majeures. D'une part, de la pollution inhérente à la combustion des pétrole et gaz, qui représente 120 GtCO₂. D'autre part, des fuites de gaz liées à l'extraction et le transport du gaz de schiste et qui génèrent 16 à 39 GtCO₂eq¹. Ces émissions proviennent en majorité du méthane, principal composant du gaz fossile et gaz à fort effet de serre, dont le pouvoir réchauffant est en moyenne 85 fois plus fort que celui du CO₂ sur 20 ans.

De plus, les émissions liées à l'extraction et au transport du gaz de schiste pourraient être largement sous-estimées. Elles se basent sur une estimation d'un taux de fuite moyen de 2,3% de la production de gaz fossile aux Etats-Unis. Or, de nombreuses études montrent que les fuites de méthane dans ces exploitations sont supérieures à celles du gaz conventionnel et peuvent atteindre 9% de la production de gaz. Ainsi, le développement du gaz de schiste aux Etats-Unis pourrait en réalité mener à l'émission de au moins 168 à 237 GtCO₂eq, soit 33 à 47% du budget carbone restant.

¹ Dépend de l'échelle de temps considéré : le méthane a un pouvoir plus réchauffant sur 20 ans que sur 100 ans car il se désintègre progressivement dans l'atmosphère.

Un coût social démesuré

Pour exploiter les hydrocarbures de schiste, un puit est creusé, puis un mélange appelé fluide de fracturation est injecté à très haute pression pour fracturer la roche. Ce processus engendre de fortes vibrations dans le sol pouvant avoir des répercussions à la surface, comme c'est le cas à Vaca Muerta, en Argentine. La population locale vivant près des puits voit ses habitations se fissurer et les murs tomber par morceaux. Si le fracking est effectué à proximité de failles sismiques, les conséquences peuvent être encore plus terribles : un tremblement de terre dans la région du Sichuan en Chine a ainsi causé 7.5 millions de dollars de dégâts matériel et blessé 17 personnes. Aux Etats-Unis, depuis l'essor de la fracturation, les régions concentrant cette pratique ont connu une multiplication par 14 du nombre annuel de tremblements de terre de magnitude supérieure à 3.

De plus, la préparation d'un puit consomme d'énormes quantités d'eau : aux Etats-Unis, la consommation d'eau médiane par puit est de 14.8 à 18.9 millions de litres d'après l'U.S. Geological Survey. Cette consommation excessive d'eau, pompant le plus souvent les ressources locales, crée une compétition d'accès à l'eau au détriment des communautés alentours. Cette eau est ensuite mélangée à du sable et des composés chimiques tels que du benzène, du méthanol ou des fluorures, pour donner le fluide de fracturation. Ce dernier est ensuite enrichi en métaux lourds et composés radioactifs pendant son passage souterrain, donnant une mixture particulièrement toxique. L'Environmental Protection Agency américaine, dans une étude de 2016, montre que la pratique de la fracture hydraulique peut contaminer des sources d'eau potable via la manipulation d'un tel mélange. Notamment, cette pollution peut intervenir lors de fuites de fluides de fracturation, en cas de faiblesse dans le coffrage des puits, ou encore lorsque la fin de vie du fluide de fracturation est mal gérée et mène à des contaminations de surface. 17 millions de personnes aux Etats-Unis vivent actuellement à moins de 1.6 kilomètre d'un puit actif et sont ainsi menacés.

Des performances financières plus que douteuses

La productivité des puits de pétrole et gaz de schiste décline bien plus rapidement que pour les pétrole et gaz conventionnels. Les compagnies évoluant dans ce secteur doivent donc constamment investir dans de nouveaux forages pour maintenir leur production, et repose sur des cours de pétrole élevés afin de rentrer dans leurs frais. A l'inverse, la surproduction de ce secteur pousse les prix des marchés de pétrole et de gaz mondiaux à la baisse, mettant en péril l'équilibre même de ce secteur. Selon l'IEEFA, entre 2010 et 2019, 34 entreprises spécialisées dans ce secteur ont ainsi dépensé 189 milliards de plus qu'elles n'ont engrangé par leurs ventes, présentant des flux de trésorerie négative chaque année.

Ces dernières sont donc en recherche permanente de nouveaux financements, au risque de s'écrouler sous leurs dettes : entre le 1^{er} janvier 2015 et le 1^{er} avril 2020, 215 entreprises d'exploration et de production de pétrole et gaz de schiste ont fait faillite, dont 42 rien qu'en 2019. La crise de covid récente a eu pour effet de faire chuter la demande mondiale et avec elle les prix du pétrole. Ces niveaux bas et prolongés ont achevé de montrer les limites du business model du pétrole et gaz de schiste, avec la faillite en juin 2020 de l'ancien leader du domaine Cheasapeake. Depuis le début de sortie de crise, ces industries ont pu se rétablir partiellement, mais demeurent en dessous des niveaux de production atteints en fin d'année 2019. Les productions moyennes de pétrole et gaz de schiste sur le début d'année 2021 représentent respectivement 82% et 96% de leurs niveaux records atteints en fin 2019.

Le GNL : Gaz « Naturel » Liquéfié

Un processus de transport du gaz pas si propre

Le gaz "naturel" liquéfié, GNL, est issu de la transformation du gaz fossile, qu'il soit conventionnel ou non-conventionnel, en une forme liquide plus facilement transportable par voie maritime. Les industriels aiment à le présenter comme un vecteur énergétique au service de la transition : c'est faux. En effet, la transformation du gaz vers son état liquide, le GNL, demande de purifier puis de porter ce dernier à une température inférieure à -160°C, requérant une quantité d'énergie considérable. Une partie du gaz entrant est donc consommé afin d'alimenter ce processus. De même, le transport par voie navigable et la regazéification du GNL demande un intrant énergétique.

Au total, les processus de liquéfaction, transport et regazéification du gaz peuvent représenter jusqu'à 24% des émissions sur l'ensemble du cycle de vie du gaz ainsi transporté, combustion incluse. En comptant de plus la production et l'utilisation du gaz, les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du gaz ainsi transporté peuvent aller jusqu'à doubler celles relatives à sa seule combustion.

Le Global Energy Monitor, se basant sur un travail du National Energy Technology Laboratory, a quantifié et comparé les émissions par unité d'électricité produite à partir de charbon et de gaz transporté par GNL. Ils ont pour cela repris la méthodologie de l'étude de base, et ont fait évoluer les hypothèses :

- Relatives au taux de fuite de méthane sur son cycle de vie, le faisant varier de 1.2% à 3.2%, comme décrit dans leur méthodologie ;
- Relatives à l'efficacité des centrales électrique, afin de mieux refléter la littérature actuelle, en se référant notamment à deux études citées dans le tableau ci-après.

Cette étude montre que lorsqu'il est utilisé pour générer de l'électricité, le gaz transporté par GNL peut dans certains cas se révéler jusqu'à presque 16% plus polluant que le charbon, gommant ainsi l'avantage présumé du gaz dans le cadre de la transition énergétique. Sur l'ensemble des scénarios de l'étude, le GNL se montrait plus polluant que le charbon une fois sur six. Finalement, les impacts environnementaux du GNL sont encore majorés lorsque l'on considère qu'une grande partie de ce marché est alimenté par les États-Unis, 3ème pays exportateur de GNL, dont 78% de la production provient de gaz de schiste.

Efficacité des centrales électriques selon		<u>Zhang et al. (2014)</u>		<u>Hausfather et al. (2015)</u>	
Itinéraire du GNL		GNL transporté depuis les Etats-Unis vers l'UE	GNL transporté depuis les Etats-Unis vers l'Asie	GNL transporté depuis les Etats-Unis vers l'UE	GNL transporté depuis les Etats-Unis vers l'Asie
Taux de fuite de méthane	1.2%	-19.3%	-14.7%	-18.3%	-13.7%
	2.2%	-4.8%	-0.2%	-3.7%	+1.0%
	3.2%	+9.7%	+14.3%	+10.9%	+15.6%

Table 1. Performance en émissions de gaz à effet de serre sur 20 ans du GNL relative à celle du charbon, selon l'étude Gas Bubble 2020 de Global Energy Monitor, basé sur le travail Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas From The United States : 2019 Update de National Energy Technology Laboratory

Création d'une dépendance écologiquement et financièrement dangereuse

La consommation de gaz mondial doit baisser pour limiter le réchauffement planétaire. Le Production Gap Report des Nations-Unies indique une baisse nécessaire de 3% par an d'ici 2030, puis de 2.5% par an de 2030 à 2040, tandis que le scénario net zéro de l'AIE comprend une baisse totale de 5% entre 2019 et 2030, suivi d'une baisse rapide de plus de 5% par an de 2030 à 2040, et ce même en misant sur le déploiement massif de technologies de capture et stockage du CO₂.

A contre-courant de ces faits, la poursuite du développement du GNL risque de verrouiller la consommation de gaz pour les prochaines décennies. En effet, les prévisions actuelles de construction de nouveaux terminaux de GNL indiquent que le nombre de pays importateurs de GNL pourrait passer de 43 en 2020 à 64 en 2030 et que le GNL représenterait alors 23% de l'approvisionnement mondial en gaz contre 13% en 2020. Or, les infrastructures construites aujourd'hui sont prévues pour durer entre 30 et 40 ans, et très vorace en capital : dans un [récent rapport détaillé](#), Global Energy Monitor montre que les dépenses CAPEX dans les terminaux GNL en construction ont plus que doublé entre 2019 et 2020 pour atteindre 200 milliards de dollars. Ce développement frénétique du GNL lie donc ensemble des problèmes financiers, économiques, et climatiques, pour deux issues possibles : une utilisation suffisante des installations pour rentabiliser les projets, condamnant les objectifs climatiques, ou une fermeture anticipée et un risque de stranded assets.

La situation fait consensus : le lobby du gaz International Gas Union a lui-même récemment publié un état des [lieux des projets GNL](#) estimant que la moitié ne verront pas le jour, faute d'intérêt économique. L'[Évaluation mondiale du méthane du PNUE](#) souligne que tout nouveau terminal de GNL est incompatible avec le maintien du réchauffement à 1,5°C, et le récent scénario net zéro de l'AIE indique que « de nombreuses installations de liquéfaction de GNL actuellement en construction ou au stade de la planification ne sont pas nécessaires ».

Toute nouvelle infrastructure de GNL va donc non seulement à l'encontre des objectifs de réduction des émissions, mais risque également de rejoindre le rang des actifs échoués. Ce dernier est d'autant plus fort qu'il existe des alternatives pouvant se substituer au GNL à moyen-terme : des études récentes [comparant les performances économiques](#) du gaz à celles des systèmes d'énergies renouvelables couplées au stockage d'énergie et à la gestion sophistiquée des réseaux montrent que [ces derniers domineront l'espace actuellement occupé par le gaz d'ici 10 ans](#). Cela questionne l'intérêt des milliards aujourd'hui mobilisés pour le développement d'infrastructures de GNL, et s'ajoute aux difficultés structurelles liées au GNL : malgré le boom du secteur au cours de la dernière décennie, 61% des projets de terminaux GNL développés depuis 2014 ont été abandonnés, principalement à cause d'un environnement économique instable causé par une suroffre chronique sur le marché du gaz mondial qui pousse les prix à la baisse. De plus, avant que la crise du Covid 19 n'amplifie ce phénomène en faisant diminuer la demande mondiale, cette situation était déjà prévue pour durer : avec les nouvelles capacités d'exportation ouvertes en 2019, cette suroffre [ne devait pas se résorber avant 2025 - 2030](#).²

² Les délais pris par [Total et ExxonMobil dans le développement de leurs terminaux de GNL au Mozambique](#) diminue l'offre, réduisant ainsi l'écart avec la demande. Mais cela ne devrait être qu'un phénomène de court terme, ne faisant que repousser le problème d'une offre trop importante.

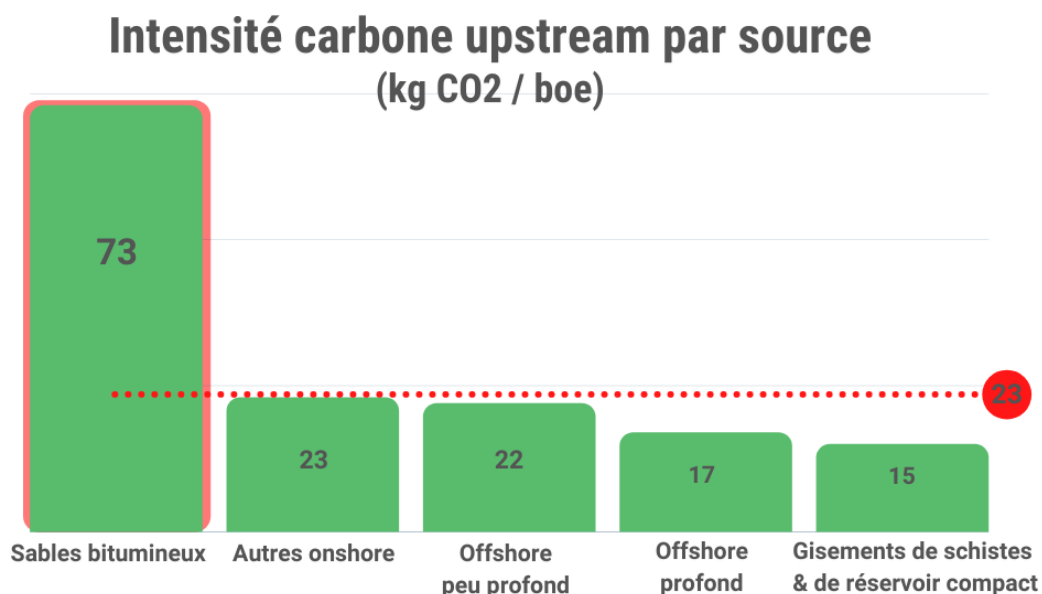
Les sables bitumineux

Un baril de pétrole particulièrement émetteur de gaz à effet de serre

Les sables bitumineux, essentiellement concentrés dans l'état de l'Alberta au Canada, constituent une source bien particulière de pétrole. En effet, ceux-ci ne contiennent pas de pétrole comme celui trouvé dans les puits classiques, mais un bitume bien plus lourd et visqueux, difficile à extraire et à traiter pour former du pétrole de synthèse.

Deux méthodes sont principalement utilisées aujourd'hui. D'une part le minage direct, qui implique la disparition de l'écosystème qui recouvre le gisement afin d'en libérer l'accès. D'autre part, l'extraction in-situ qui consiste à envoyer de la vapeur d'eau par un puit pour faire fondre le bitume et le pomper ensuite à la surface. Ces méthodes requièrent d'énormes quantités d'énergie : de 24% à 77% du contenu énergétique du pétrole final est employé pour sa production, ce qui fait de cette ressource la moins rentable de toutes sur le plan énergétique.

Du fait des quantités d'énergie requises pour son extraction, le pétrole de sable bitumineux figure parmi les plus polluants à produire. Selon Rystad Energy, un baril de pétrole à partir de sables bitumineux émet en moyenne trois fois plus de CO₂ durant sa production que les autres sources de pétrole (voir graphique 1). Ces résultats, qui reposent sur un calcul des émissions à chaque étape de la chaîne de production - méthode la plus couramment utilisée - sont probablement sous-estimés. En effet, selon un article récemment paru dans Nature, le baril de pétrole issu de sable bitumineux pourrait être jusqu'à 4 fois plus émetteur de CO₂, soit 30% plus élevé que les estimations actuelles. Les chercheurs ont mesuré les émissions de production à partir de cette ressource en utilisant une approche top-down, consistant à mesurer les émissions sur le site de minage à l'aide d'aéronefs survolant les zones d'exploitation. L'étude met en lumière des émissions plus importantes de 60% sur les opérations de minages, et de 30% sur l'ensemble du processus de production. Une telle différence pourrait s'expliquer par une combinaison de facteurs dans la comptabilisation des émissions le long de la chaîne de valeur, tels que des facteurs d'émissions et des données d'activités périmés, des erreurs dans le contenu carbone des combustibles, ou encore des erreurs et omissions d'origine humaine dans les calculs.



Graphique 1. Intensité carbone de production de pétrole par source. Source : Rystad Energy, 2018

Les réserves canadiennes constituent une bombe climatique

L'essentiel des ressources mondiales prouvées de sables bitumineux se trouve aujourd'hui au Canada, et constitue 97% des ressources de ce pays en pétrole. Avec 162 milliards de baril de pétrole récupérable encore en réserves en fin 2019, le Canada se plaçait en troisième position dans le classement des réserves prouvées mondiales ainsi que dans le classement des pays exportateurs. L'exploitation de ces réserves mènerait à l'émission de 81 milliards de tonnes de CO₂, soit 16% du budget carbone restant pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C. IHS Markit, une entreprise américaine d'information économique, crédite toujours les sables bitumineux d'une croissance de 30% à l'horizon 2030, accélérant d'autant l'impact climatique de ce secteur.

De graves impacts sur l'environnement et les populations

Lorsque la méthode de minage est employée, la couche superficielle est retirée, signifiant la disparition totale de l'écosystème qui recouvre le gisement. Les gisements de surface s'étendent sur 140 000 km² en Alberta, soit la moitié de la superficie de l'Italie. Ce potentiel de destruction menace directement la forêt boréale qui les recouvre ainsi que la biodiversité qui perdrait une partie de son habitat naturel.

Outre le risque qui pèse sur les forêts boréales de l'Alberta, l'exploitation des sables bitumineux génère son lot de résidus toxiques menaçant les populations, l'environnement et la biodiversité locale. Ces résidus contiennent des polluants toxiques : arsénique, mercure, plomb et autres acides et hydrocarbures cancérigènes. Ces derniers sont stockés dans des bassins de décantation qui représentent aujourd'hui plus de mille milliards de litres de déchets toxiques, l'équivalent de 400 000 piscines olympiques. Les fuites provenant de ces derniers ont déjà contaminé la rivière Athabasca, plus grande rivière de l'Alberta et affluent du fleuve Mackenzie, qui va lui-même se jeter dans l'océan Arctique. Plus de 3000 litres de ces déchets toxiques s'infiltrent également chaque année dans les sols, et polluent les aquifères souterrains et eaux de surface. La biodiversité environnante en fait les frais : les troupeaux de caribous de la région ont décliné de 50%, tandis que ce chiffre atteint 80% pour certaines espèces d'oiseaux.

Quant aux populations locales, elles subissent également des effets de cette exploitation. De nombreuses plaintes rapportent une augmentation de nausées, maux de tête, pertes de mémoire et problèmes respiratoires, et accusent l'air pollué générée par les opérations de minage et de traitement des sables bitumineux d'en être l'origine. Une étude menée en réponse par l'Alberta Energy Regulator soutient cette possibilité. Une autre étude a également constaté un taux anormalement élevé de leucémies et autres cancers liés aux systèmes sanguins et lymphatiques dans des zones à proximité d'usines de traitement d'hydrocarbure, corrélées à des concentrations dangereusement hautes de composés organiques volatils cancérigènes tels que benzènes et styrènes. Autres conséquences moins directes, les populations ne peuvent plus compter sur la chasse et la pêche comme ils en avaient l'habitude, cette nourriture étant également affectée par la pollution et devenant impropre à la consommation. Tous ces éléments concourent donc à réduire la jouissance que les peuples autochtones ont de leurs terres, ce qui va à l'encontre de leur « Droits des terres ». Certaines familles ont même dû se résoudre à émigrer hors de ces zones contaminées afin de préserver leur santé. Les nombreuses externalités négatives de cette industrie ont finalement poussé une cinquantaine de « premières nations », peuples autochtones de l'Amérique du Nord, à signer le "traité autochtones contre l'expansion des sables bitumineux", afin de lutter contre les projets de pipeline desservant les gisements de sable bitumineux.

Les pétrole et gaz en offshore très profond

Des risques d'exploitation exacerbés avec les profondeurs

Bien que l'exploitation de pétrole et gaz offshore ne soit pas chose nouvelle, la recherche perpétuelle de nouveaux gisements a poussé les compagnies pétro-gazières à chercher toujours plus loin et plus profond, s'aventurant en terres inconnues. Les risques naturels sont nombreux : volcans de boue, failles actives, pentes océaniques instables, risques d'effondrement et de glissement de terrains, poches de gaz et d'eau sous pression. Tous ces risques, qui compromettent la sécurité des forages et de l'exploitation des puits, sont exacerbés par la complexité et le caractère isolé des exploitations à plus de 1500 mètres de profondeur.

Une étude empirique menée sur les accidents rapportés par les compagnies pétrolières et gazières opérant dans le Golfe du Mexique entre 1996 et 2010 montre une nette corrélation entre la profondeur des puits et le risque d'accident d'exploitation : ce dernier augmente de 8.5% tous les 30 mètres, indépendamment des conditions météorologiques.

Outre les risques spécifiques à l'exploitation, les conditions de surface peuvent également perturber l'exploitation d'installations pétro-gazières offshore : après les ouragans Katrina et Rita en 2005, et Ike en 2008, plusieurs millions de barils de pétrole se sont déversés dans l'océan du fait des dégâts subis par les infrastructures. Comme le déclaraient les représentants de l'industrie à l'époque, *"il leur était impossible d'anticiper et de se préparer à un tel cataclysme environnemental"*³. En 2015, c'est une vague scélérate qui avait frappé une plateforme pétrolière en mer du nord, en offshore peu profond, causant des dommages humains. Ces incidents, qui ne se sont pas produits en offshore très profond, illustrent déjà le potentiel impact des conditions météorologiques. L'exploitation en offshore très profond se faisant en pleine mer, elle rencontre de fait des conditions météorologiques plus difficiles qu'en offshore plus classique et donc un risque aggravé.

A toute profondeur, des risques élevés sur les écosystèmes et le climat

En dépit des risques précédemment cités, l'industrie pétrolière prétend possible de pallier tout accident de fuite d'hydrocarbures. Elle compte pour cela sur des techniques mécaniques de récupération du pétrole, ou des techniques chimiques de dispersion visant selon l'industrie à limiter son impact. Une étude conduite sur trente larges fuites d'hydrocarbures qui se sont produites récemment a montré que seul 2 à 6% du pétrole a pu être récupéré, contre le 10 à 30% habituellement avancé sans fondement. Le reste évolue librement dans l'océan, ou termine sa course sur les rivages. Quant à l'agent dispersant, celui-ci s'est révélé plus toxique pour certains organismes marins que le pétrole seul, d'un facteur 52 dans certains cas. Lors de l'accident de la plateforme Deepwater Horizon, 7 millions de litre de dispersant ont été injectés directement au niveau du plancher océanique, causant des dommages importants à des nombreux écosystèmes coraliens à travers le Golfe du Mexique. L'absence prolongée de toute maîtrise de l'événement avait même conduit l'administration américaine d'alors à imposer un moratoire et une suspension de tout nouveau permis d'exploitation en offshore profond.

Si l'exploitation de gaz offshore ne peut causer de marée noire, elle présente tout de même des risques du point de vue climatique : le gaz est principalement composé de méthane, gaz à fort effet de serre avec un effet réchauffant 85 fois supérieur à celui du CO₂ sur une période de 20 ans. L'accident de la plateforme Elgin-Franklin, en est un bon exemple : durant les 52 jours qu'ont duré cette fuite, l'équivalent de 47 millions de tonnes de CO₂ a été relâché dans l'atmosphère. Total estimait initialement que la réparation de la fuite devrait prendre 6 mois. L'exemple illustre le degré d'impréparation de l'industrie face à ce genre de risque. De plus une torchère, dispositif servant à

³ « there was no way they could have foreseen or prepared for the environmental mess »

brûler les excès de gaz extrait, avait été laissée allumée au début de l'incident. Du propre [aveu du directeur de la santé, la sécurité et l'environnement](#) de Total, il existait alors un risque d'explosion. En 1984, c'est une installation gazière onshore de Pemex qui avait subi ce sort, le vent étant trop faible pour dissiper le nuage de gaz formé par la fuite. En l'absence de vent à Elgin-Franklin, l'ensemble des puits qui aurait alors pu être exposé, multipliant les fuites de méthane et la difficulté de remédiation au problème. Plus récemment encore, Pemex nous a rappelé au risque des installations offshore provoquant [un incendie dans le Golfe du Mexique par suite d'une rupture de gazoduc](#). Le bilan environnemental de l'incident n'est pas encore connu.

Même en l'absence d'accident, l'activité pétro-gazière offshore a de lourdes conséquences sur la biodiversité marine. Pour cartographier les fonds marins et déterminer avec précision où forer, des sondages sismiques sont réalisés à l'aide de bateaux trainant des canons à air comprimé qui tirent des milliers d'ondes sonores de très forte intensité. Ces dernières endommagent voire tuent les œufs de poissons et peuvent [détériorer la santé et l'ouïe d'espèces sous-marines](#), avec pour conséquence l'impossibilité de repérer un prédateur ou une proie, voire de communiquer et de se reproduire avec son espèce. De tels procédés ont aussi été impliqués dans des épisodes [d'échouement de baleines](#).

Le fonctionnement de la biodiversité habitant les grands fonds marins est encore mal compris, et les impacts sur celle-ci de l'extraction de ressources sont mal évalués. Ces raisons ont récemment poussé plusieurs grandes multinationales telles que Google, Volvo ou encore Samsung à apposer leur signature à un [moratorium de World Wild Foundation](#) visant à bannir la pratique du minage par grand fond marin.

Un quitte ou double financier

Finalement, ce secteur n'est pas seulement risqué pour l'environnement ; il l'est aussi d'un point de vue économique. Consécutivement à l'accident de Deepwater Horizon, BP a été condamné à [payer plus de 60 milliards de dollars de dommages et intérêts](#), dont plus de 48 seulement pour réparation des dommages environnementaux et économiques. La marée noire qui s'en était suivi avait en effet occasionné [22.7 milliards de pertes](#) pour l'industrie du tourisme à travers le Golfe, ainsi que 247 millions de pertes pour l'industrie de la pêche.

L'ampleur des investissements nécessaires pour ce type de projet apporte également un risque conséquent, la simple étape de recherche de gisement étant déjà très coûteuse. Le [coût d'opération d'un navire d'exploration](#) peut atteindre le million de dollar par jour, et celui d'un seul puit d'exploration tourne aux alentours de \$70 millions [au large de Newfoundland, Canada](#). [Comme le soulignait Ali Moshiri en 2012](#), alors Président de Chevron Afrique et Amérique Latine : "perception is that this is a high-deliverability, high-impact market. But if you are not successful at exploration you are bankrupt, simple as that".

Conséquence de ces frais importants, la croissance de ce secteur requiert des prix du Brent d'environ 80\$. Etant donné les prix rencontrés récemment (\$47.86 en novembre 2020) et attendus (\$46.59 en moyenne en 2021 d'après Goldman Sachs), peu de projets devraient voir le jour à moyen-terme.

Les pétrole et gaz d'Arctique

Un double impact climaticide

Ce territoire est demeuré longtemps hors de l'équation pétro-gazière du fait des difficultés rencontrées pour naviguer et opérer dans ses eaux et terres glacées. Il revient toutefois progressivement dans le viseur de cette industrie, à mesure que le réchauffement planétaire contribue à étendre la fenêtre de temps pendant laquelle des opérations y sont réalisables. Plus qu'un symptôme du dérèglement qui affecte notre planète, l'industrie pétro-gazière y voit une opportunité, qui contribuerait en retour à empirer les choses.

D'après l'U.S. Geological Survey, rien que le cercle arctique pourrait contenir plus de 89 milliards de barils de pétrole récupérable, et plus de 47 256 milliards de mètres cube de gaz récupérable, pour un total d'émissions équivalentes de 117 Gt CO₂, soit plus du cinquième du budget carbone qui nous est alloué afin de maintenir le réchauffement climatique en dessous des 1.5°C. De plus, ce même rapport précise que 84% des ressources estimées en Arctique se situent en offshore. Tous les risques mentionnés précédemment s'applique donc à cette partie des ressources, amplifiés encore par le climat particulièrement violent de l'Arctique, et la plus grande difficulté à réagir à un potentiel déversement d'hydrocarbure du fait de l'isolement de la région, des glaces flottantes, et de la courte fenêtre d'été pendant laquelle des opérations d'endiguement pourraient être menées. Si l'incident Deepwater Horizon s'était produit dans cette région, la fuite aurait sûrement dû attendre un hiver complet avant de pouvoir être colmatée, avec toutes les conséquences que cela implique.

L'Arctique joue actuellement un rôle essentiel dans la thermorégulation de notre planète, son immense surface blanche réfléchissant une majorité des rayons solaires incidents vers l'espace, plutôt que de les absorber sous forme de chaleur. Ce processus limite le réchauffement de l'atmosphère, de la même manière que vous aurez moins chaud au soleil en chemise blanche plutôt que noire. Cependant, l'exploitation d'un puit de pétrole ou de gaz requiert de relâcher ou brûler régulièrement du gaz naturel par évacuation (*venting*) ou torchage. Le gaz naturel étant principalement constitué de méthane, un gaz à fort potentiel de réchauffement, le torchage est souvent préféré. Pour autant, ce dernier a des conséquences particulières dans l'environnement de l'Arctique : la combustion du gaz émet des particules de suies, aussi appelés noir de carbone, qui se déposent ensuite sur le blanc immaculé de l'Arctique et augmente sa tendance à capturer l'énergie des rayons solaires, au lieu de la réfléchir. Par conséquent, les glaces arctiques se réchauffent et fondent plus vite, réduisant encore en retour la surface blanche et sa capacité à réfléchir les rayons solaires : plus brièvement, l'exploitation pétro-gazière en Arctique accélère une boucle de rétroaction qui aggrave le réchauffement climatique à l'échelle du globe.

Une exploitation risquée et coûteuse

Qu'elle soit terrestre ou marine, l'exploitation pétro-gazière en Arctique est complexe et génère des risques importants. Les plateformes d'exploitation doivent pouvoir résister à la circulation de glaces flottantes, rendues plus mobile par le réchauffement climatique, ainsi qu'au climat particulièrement violent de cette région. L'exploitation offshore comportant des risques environnementaux significatifs et en cas d'accident, il n'est pas évident de réagir rapidement à cause des conditions météorologiques difficiles, et des capacités de recherche et de secours limitées.

L'exploitation des ressources restantes à terre n'est pas non plus aisée, car elle intervient dans les pergélisols. Or, celui-ci fond avec le réchauffement climatique et provoque des instabilités de terrain, mettant en danger l'intégrité de nombreuses infrastructures. Ce sont ainsi 70% des infrastructures russes situées dans des régions de permafrost et 45% des exploitations pétro-gazières qui sont à risque. Ce phénomène s'est par ailleurs illustré en 2020, avec la rupture d'un réservoir de diesel près de Norilsk, et pourrait être impliqué dans la dégradation de l'état des gazoducs. Toutes ces difficultés

concourent à faire des pétrole et gaz situés en Arctique des ressources dont l'exploitation est non seulement risquée, mais aussi couteuse. L'installation de complexes industriels dans des zones reculées et l'ensemble des études nécessaires, ainsi que les infrastructures d'acheminement de l'hydrocarbure, peuvent mener à [des coûts de production du baril de 80\\$ d'après Rystad Energy](#), un prix de vente qui n'a plus été atteint depuis 2018

Impacts sur la biodiversité et les populations locales

L'exploitation pétro-gazière a un impact sur la biodiversité et les populations locales. Un exemple en sont les projets Colville Delta-5 et Greater Mooses Tooth-1, tous deux développés par ConocoPhillips et [installés aux alentours d'une zone d'habitats sauvages protégés](#). Leurs infrastructures entravent la liberté de mouvement de troupeaux de caribous sauvages et leur capacité à atteindre leur nourriture, tandis que les décharges nuisent aux populations d'oiseaux nicheurs. Ces perturbations directes s'additionnent aux perturbations générées par le réchauffement climatique, dont l'effet est deux fois plus important dans cette région. Le réchauffement du climat a poussé plusieurs espèces à migrer vers des régions plus adaptées, augmentant leur concentration sur des territoires de plus en plus restreint. Certaines espèces adaptées au froid et dépendantes d'environnements neigeux encourent de ce fait [un risque plus élevé d'extinction](#), et voient déjà leur population décliner.

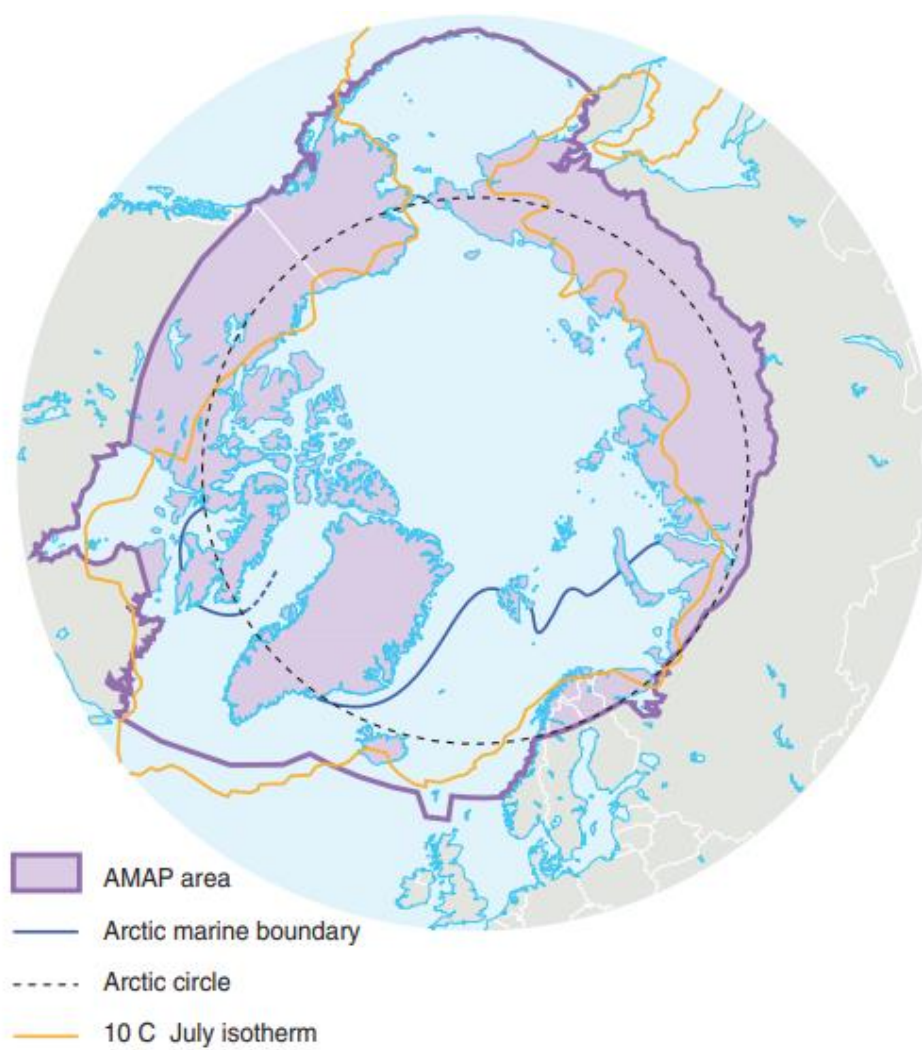
Ces évolutions provoquent une modification rapide des schémas de migration des espèces, avec des conséquences [sur la capacité à se nourrir des populations locales](#) qui repose traditionnellement sur la chasse et la cueillette. Trois millions d'autochtones [recensés par le Conseil de l'Arctique](#) sont ainsi concernés.

Un dangereux problème de définition

Pour s'engager dans la protection de l'Arctique, il est essentiel de définir précisément le périmètre concerné. Or, il existe aujourd'hui une myriade de délimitations de la zone Arctique. De nombreux acteurs financiers réduisent l'Arctique au seul cercle Arctique, délimité par une latitude d'environ 66° Nord et correspondant à la zone dans laquelle le soleil est au-dessus de l'horizon pendant 24 heures consécutives au moins une fois par an. D'autres se réfèrent à l'isotherme 10°C de juillet, définition plus scientifique, correspondant à la zone où les températures sont en moyenne inférieures à 10°C sur le mois de juillet.

Toutes deux présentent le défaut majeur de ne pas être basées sur une approche visant la préservation des écosystèmes et de l'environnement, essentielle dans un contexte de lutte contre le dérèglement climatique et de perte de biodiversité. Le cercle arctique par exemple couvre très faiblement la Sibérie, et certains écosystèmes marins tels que Hudson Bay, la mer de Bering, la mer du Labrador, et une partie de la mer de Norvège.

Afin de délimiter la région Arctique à protéger, nous nous reportons aux travaux du Conseil de l'Arctique. Celui-ci rassemble les huit pays possédant des terres en Arctique et qui coopèrent pour traiter les questions qui s'y rapportent. Un de ses groupes de travail, Arctic Monitoring and Assessment Program, a pour but de surveiller l'impact du dérèglement climatique et de la pollution sur l'Arctique, ses écosystèmes et ses modes de vie. Il convient donc aux acteurs financiers cherchant à garantir la protection du climat, de la biodiversité et des écosystèmes en Arctique d'éviter de soutenir les projets pétro-gaziers et les entreprises actives dans le périmètre de l'AMAP.



Carte 2. Frontière de l'AMAP. Source : Définition AMAP