

# COMPARAISON DES INCITATIFS À LA CUSC DANS LE SECTEUR PÉTROLIER EN AMONT AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

Janetta McKenzie et Scott MacDougall

## SOMMAIRE

Les nouvelles mesures proposées par l'*Inflation Reduction Act* (la loi américaine sur la réduction de l'inflation) pour encourager la technologie de captation, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC) soulèvent des craintes quant à la compétitivité des investissements dans la CUSC dans le secteur pétrolier canadien. De plus en plus de voix s'élèvent notamment pour dire que les politiques et mesures incitatives du Canada pour ces technologies font piètre figure à côté de celles de son voisin du Sud. Or, ces comparaisons négligent souvent d'importantes différences de politiques et de fonctionnement entre les deux pays, qui font que la CUSC a moins d'importance pour la décarbonisation de la production pétrolière en amont aux États-Unis. Ainsi, plutôt que de se livrer au jeu des comparaisons biunivoques entre les politiques, il convient d'évaluer l'ensemble du train de mesures de soutien financier à l'investissement dans la CUSC dans le contexte particulier du secteur pétrolier en amont du Canada.

Les comparaisons s'attardent généralement aux mesures fiscales, comme le crédit d'impôt à l'investissement dans la CUSC proposé par le Canada et le crédit d'impôt 45Q nouvellement bonifié dans l'*Inflation Reduction Act*; ce dernier, à près de 115 \$ CA/tonne, vient donner un sérieux coup de pouce à cette technologie. Mais en Alberta, terre d'accueil de la vaste majorité des projets de CUSC annoncés au Canada, avec les unités du règlement *Technology Innovation and Emissions Reduction* (TIER) combinées aux crédits d'impôt à l'investissement annoncés par le fédéral et aux unités du *Règlement sur les combustibles propres*, **les sommes accordées en 2030 dépasseront celles accordées par le crédit 45Q pour atteindre au moins 135 \$ CA/tonne.**

Marqués par ces importantes différences de contexte, les projets de CUSC dans les secteurs pétroliers en amont du Canada et des États-Unis **entreront rarement en concurrence pour du financement.** Leur production pétrolière se caractérise par des sources d'émission et un profil de ressources bien différents; aux États-Unis, l'atténuation du méthane est un vecteur de réduction plus important et rentable que la CUSC. Ajoutons que les sources d'émissions de la production pétrolière américaine en elles-mêmes, nombreuses et dispersées, ne se prêtent pas bien à cette technologie.

Enfin, une comparaison biunivoque des crédits d'impôt pour la CUSC **ne traduit pas l'effet incitatif marqué des politiques de tarification du carbone du Canada.** Et étant donné que la CUSC n'aura pas aux États-Unis l'importance qu'elle a pour les producteurs en amont au Canada, il y a plutôt lieu de se demander si un train de mesures appropriées de grande qualité vient soutenir la CUSC dans des contextes précis, plutôt que de tenter de calquer le modèle américain. Car c'est par une combinaison de mesures incitatives et de politiques que les sables bitumineux du Canada, secteur à forte empreinte carbone, pourra entreprendre un virage vert.

# TABLE DES MATIÈRES

<b>SOMMAIRE</b> .....	1
<b>INTRODUCTION</b> .....	4
<b>TOUR D’HORIZON DES INCITATIFS FINANCIERS AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS</b> .....	5
Au Canada, diverses mesures incitatives fédérales visent le déploiement de la CUSC.....	5
Les crédits d’impôt 45Q, l’essentiel des mesures incitatives nationales aux États-Unis.....	7
Ajout d’incitatifs financiers pour la CUSC.....	9
<b>LES IMPLICATIONS POUR L’INVESTISSEMENT DANS LA CUSC DANS LE SECTEUR PÉTROLIER DU CANADA</b> .....	11
À profils de ressources différents, solutions de réduction des émissions différentes.....	11
Peu de concurrence transfrontalière pour le capital à l’horizon.....	13
Des incitatifs supplémentaires pour l’investissement dans la CUSC pour les sables bitumineux accroîtront le risque de frein à la décarbonisation.....	14
<b>CONCLUSION</b> .....	16
<b>RÉFÉRENCES</b> .....	18
<b>ANNEXE : MÉTHODE D’ESTIMATION</b> .....	20
Unités du TIER.....	20
Unités du Règlement sur les combustibles propres.....	20
Crédit d’impôt à l’investissement pour la CUSC.....	20

**Pour citer :** McKenzie, Janetta, et Scott MacDougall. 2023. Comparaison des incitatifs à la CUSC dans le secteur pétrolier en amont au Canada et aux États-Unis. Institut climatique du Canada et Pembina Institute.

Document publié en vertu de la licence Creative Commons BY-NC-ND par l’Institut climatique du Canada. Le texte peut être reproduit en tout ou en partie à des fins non commerciales en citant la source adéquatement. L’autorisation des détenteurs des droits d’auteur est nécessaire pour reproduire les photos.



Le potentiel de la CUSC est particulièrement capital pour l'atteinte des cibles pour 2030 et des objectifs de carboneutralité du Canada dans le secteur pétrolier et gazier en amont, responsable de 26 % des émissions de gaz à effet de serre au pays en 2019 – un chiffre qui ne cesse d'augmenter.





# INTRODUCTION

La CUSC (captation, utilisation et stockage du carbone) figure parmi les technologies de décarbonisation par excellence de l'industrie canadienne, dont les fers de lance comptent l'emblématique projet de captation et de stockage du carbone (CSC) Quest ainsi que, plus récemment, le projet Atlas de Shell et ses propositions ainsi que le projet phare de l'Alliance nouvelles voies, qui pourrait accueillir un nouveau pipeline pour recueillir le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et prévoir l'ajout de dispositifs de captation dans 11 installations d'exploitation des sables bitumineux.

Le potentiel de la CUSC est particulièrement capital pour l'atteinte des cibles pour 2030 et des objectifs de carboneutralité du Canada dans le secteur pétrolier et gazier en amont, responsable de 26 % des émissions de gaz à effet de serre au pays en 2019 – un chiffre qui ne cesse d'augmenter. L'Alliance nouvelles voies, un regroupement de producteurs de sables bitumineux du Canada, a jeté son dévolu sur cette solution de réduction des émissions, qu'elle considère comme essentielle. Les méthodes de production et les émissions des installations de sables bitumineux du Canada sont uniques au monde. Si la CUSC a son utilité dans d'autres parties du secteur pétrogazier – le traitement du gaz naturel figure parmi les procédés de captation aux coûts les moins élevés (Abramson et McFarlane, 2020; Kearns et coll., 2021), et la récupération améliorée du pétrole a fait parler d'elle aux États-Unis –, le présent rapport se concentre sur les sables bitumineux en raison des défis de décarbonisation propres à ce secteur.

En prévision du plafond sur les émissions gazières et pétrolières annoncé par le gouvernement fédéral, les décideurs du Canada se sont efforcés de trouver la combinaison de mesures de soutien qui inverserait la vapeur à long terme dans ce secteur et réduirait de manière draconienne son empreinte carbone. Ce plafond forcera le secteur pétrogazier du pays à réduire ses émissions, et la CUSC sera l'une des nombreuses solutions technologiques de son arsenal.

Après le dépôt du fameux *Inflation Reduction Act* par le gouvernement fédéral américain en août 2022, le Canada s'est vu encouragé à renforcer la compétitivité de ses politiques climatiques et industrielles, au risque de voir ses investissements s'envoler aux États-Unis (Potkins, 2022; von Scheel, 2022). Cette loi, dont la portée est considérable, prévoit des dépenses qui visent à débloquer des investissements du secteur privé en énergie et en technologie propres, dont la CUSC est une petite composante. L'article 45Q de l'*Internal Revenue Code*, récemment modifié, prévoit maintenant une importante subvention pour la CUSC, qui permet aux installations de réclamer des crédits d'impôt pour chaque tonne de carbone stockée. À l'heure des choix pour les investisseurs, il importe de savoir comment les politiques canadiennes se mesurent à celles de son plus grand partenaire commercial.

Le présent rapport décrit le train de mesures incitatives pour la CUSC dans le secteur pétrolier en amont du Canada. Il en estime également la valeur financière et les compare aux mesures prévues par l'*Inflation Reduction Act*. Sont ensuite abordées les répercussions sur l'investissement dans la CUSC dans les deux contextes et sont analysés les divers types de solutions de réduction des émissions nécessitées par les différentes ressources pétrolières, dont la CUSC, et le risque de fuite des capitaux vers les États-Unis causé par l'impératif de décarbonisation à court terme du Canada.

# TOUR D'HORIZON DES INCITATIFS FINANCIERS AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

La présente section décrit les incitatifs financiers à l'utilisation de la CUSC au Canada et aux États-Unis, en prenant pour point de comparaison leurs pôles de production pétrolière respectifs, à savoir l'Alberta et le Texas.

En Alberta, les incitatifs pour le secteur pétrolier en amont, multiples et substantiels, proviennent à la fois de subventions comme le crédit d'impôt à l'investissement annoncé par le fédéral, mais aussi de sanctions et d'avantages financiers associés à la tarification du carbone provinciale.

À l'inverse, au Texas, les États-Unis prévoient une seule grande subvention financière pour la CUSC pétrolière et gazière dans le cadre d'un crédit d'impôt basé sur le rendement, auquel s'ajoutent quelques subventions fédérales ponctuelles. L'État ne prévoit pas de mesures incitatives supplémentaires pour la CUSC dans le secteur pétrolier en amont, mais les exportations pétrolières vers la Californie pourraient bénéficier de la norme sur les carburants à faible teneur en carbone de la Californie.

## Au Canada, diverses mesures incitatives fédérales visent le déploiement de la CUSC

Avec la publication du plan climatique renforcé du gouvernement fédéral, *Un environnement sain et une économie saine*, la modification de la contribution déterminée au niveau national à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et le *Plan de réduction des émissions pour 2030*, les mesures de soutien et d'incitation pour les grandes technologies de décarbonisation, y compris les incitatifs financiers pour la CUSC, ont le vent dans les voiles.

**Le crédit d'impôt à l'investissement (CII) pour la CUSC** annoncé en 2022 propose d'accorder un crédit de 50 % pour l'équipement associé à des projets de CUSC à partir de sources ponctuelles, à un taux régressif en 2030 et en 2040 pour encourager l'adoption précoce (tableau 1) (ministère des Finances Canada, 2022a). Il prévoit également une clause de divulgation publique des connaissances, ce qui pourrait générer des économies substantielles pour les prochains projets (ministère des Finances du Canada, 2022c).



Les mesures de soutien et d'incitation pour les grandes technologies de décarbonisation, y compris les incitatifs financiers pour la CUSC, ont le vent dans les voiles.

Tableau 1 :

## Grille proposée pour le crédit d'impôt à l'investissement pour la CUSC

Type de projet	2023 à 2030	2031 à 2040	Après 2040
Équipement de captation admissible pour les projets de captation directe dans l'air	60 %	30 %	0 %
Autre équipement de captation admissible	50 %	25 %	0 %
Équipement de transport, de stockage et d'utilisation admissible	37,5 %	18,75 %	0 %

Source : ministère des Finances Canada (2022a)

Le gouvernement fédéral du Canada compte réserver 8,6 milliards de dollars canadiens d'ici 2030 rien que pour le crédit d'impôt annoncé – soit le double des sommes réservées par son homologue de l'autre côté de la frontière (environ 4,3 milliards de dollars canadiens) au crédit d'impôt 45Q bonifié dans le cadre de l'*Inflation Reduction Act* d'ici 2031 (Congressional Budget Office, 2022; ministère des Finances Canada, 2022d).

Le **Règlement sur les combustibles propres (RCP)** du Canada permet aux installations de créer des unités de conformité en utilisant des projets – comme ceux de CUSC – qui réduisent l'intensité des émissions de combustibles fossiles (ECCC, 2022a). Comme ces unités s'appliquent aux combustibles consommés au pays, il offre généralement moins d'unités pour la production pétrolière en amont, dont le gros est exporté. Ce règlement pourrait toutefois offrir une quantité non négligeable d'unités supplémentaires aux raffineries équipées de CUSC, comme la plus grande partie de leur production est destinée à la consommation intérieure.

Le nouveau **Fonds de croissance du Canada** propose lui aussi de nombreux leviers financiers pour accélérer le déploiement de la CUSC au Canada, dont les critères d'admissibilité et les orientations restent toutefois à préciser (ministère des Finances Canada, 2022b). Le financement concessionnel prévu par le Fonds de croissance du Canada signifie que celui-ci offrira des investissements en capitaux ou des prêts en acceptant parfois des rendements inférieurs à ceux du marché; toutefois, de manière générale, le portefeuille du Fonds vise à récupérer son investissement. Les contrats sur différence, qui peuvent servir à établir une tarification plancher pour un projet, font partie des mécanismes proposés dans le cadre du Fonds de croissance du Canada, et peuvent atténuer les risques et les incertitudes entraînés par les fluctuations de la tarification du carbone et de la performance du marché des crédits.

D'autres aides financières ont également été offertes à l'échelle fédérale, comme le programme d'innovation énergétique de Ressources naturelles Canada, qui finance des projets de recherche, de développement et de démonstration, notamment pour la CUSC.

**La tarification du carbone, au cœur des incitatifs albertains à la CUSC.** Pendant des années, le mécanisme de **tarification du carbone** pour entreprises de l'Alberta – aujourd'hui appelé le règlement TIER – a permis à la CUSC soit de réduire les émissions d'un grand émetteur réglementé (si le CO<sub>2</sub> est stocké sur place ou envoyé pour l'évacuation des gaz acides), soit de donner lieu à des compensations d'émissions lorsque le CO<sub>2</sub> est exporté à l'extérieur pour le stockage géologique ou la récupération améliorée du pétrole. Les dernières modifications du TIER prévoient deux mesures de soutien supplémentaires pour les projets de CUSC.

D'abord, les unités du TIER peuvent désormais être générées parallèlement aux unités du RCP. Ce changement a donné lieu à une nouvelle classe d'**unités de stockage**, convertissables en unités compensatoires d'émissions de la CUSC (ministère de l'Environnement et des Aires protégées, 2022).

Deuxièmement, ces unités de stockage peuvent être converties en **tonnes de captation reconnues**, dont la valeur ajoutée est attribuable à l'absence de plafond d'utilisation, au contraire des unités de compensation ou de réduction des émissions. Ainsi, leur valeur se rapproche beaucoup plus du prix de référence du carbone, et elles comportent moins de risques sur le plan des recettes du carbone. Grâce à ce mécanisme, une installation peut réduire ses émissions régies totales, ce qui allège ses obligations de conformité (ministère de l'Environnement et des Aires protégées, 2022).

En 2022, **Carbon Capture Kickstart**, le programme de réduction des émissions de l'Alberta, a également offert du financement pour les études de faisabilité et les études techniques de 11 projets, dont Alliance nouvelles voies.

## Les crédits d'impôt 45Q, l'essentiel des mesures incitatives nationales aux États-Unis

Instauré en 2008, le **crédit d'impôt pour la CUSC 45Q** a ensuite été bonifié et prolongé dans le cadre de l'*Inflation Reduction Act*. Principal mécanisme de soutien à la CUSC aux États-Unis, il équivaut toutefois à une maigre part du budget de 500 milliards de dollars canadiens réservé au climat et à l'énergie dans la prochaine décennie.

Un crédit d'impôt basé sur la performance de 115 \$ CA/tonne est offert pour le CO<sub>2</sub> stocké, sous réserve de certaines dispositions sur le travail (les montants accordés aux diverses activités sont présentés au tableau 2), aux installations qui commencent la construction avant 2033, et s'appliquent au carbone stocké ou utilisé de manière permanente – contrairement au CII pour la CUSC du Canada, qui s'applique à l'équipement (CATF, 2022a). Les entreprises ont 12 ans pour réclamer le crédit pour le carbone stocké, et l'*Inflation Reduction Act* abaisse de manière importante le seuil d'admissibilité, qui passe de 100 000 t de CO<sub>2</sub>/année à 12 500 t de CO<sub>2</sub>/année dans le but de couvrir un plus large spectre de projets.

En vertu des nouvelles dispositions de la loi, le crédit peut être soit versé directement, soit transféré. Le paiement direct permet aux installations de recevoir un crédit d'impôt entièrement remboursable (plutôt qu'une compensation d'une dette fiscale, qui pourrait s'avérer insuffisante pour équivaloir au crédit 45Q). Cette disposition est offerte pour 5 des 12 années de la période de matérialisation. Les modifications à l'article 45Q permettent également la vente (non imposable) d'une partie du crédit à toute entité imposée.

La récupération améliorée du pétrole (RAP), qui consiste notamment à injecter du carbone capté dans des champs pétrolifères pour stimuler l'extraction du pétrole, est aussi admissible au crédit d'impôt 45Q. Cela a des implications pour le déploiement au sein de la production pétrolière américaine – le coût net du stockage pour la RAP serait moins élevé que celui du stockage géologique (Baylin-Stern et Berghout, 2021). De l'autre côté de la frontière, la RAP n'est pas admissible au CII, mais l'est aux unités du RCP et du TIER de l'Alberta.



The Associated Press/Andrew Harnik. Le président Joe Biden pose pour des photos après s'être exprimé au sujet de l'*Inflation Reduction Act* (Italique 'Inflation Reduction Act') de 2022 pendant une cérémonie sur la pelouse sud de la Maison Blanche à Washington, le mardi 13 septembre 2022.

Tableau 2 :

## Montants du crédit d'impôt 45Q et admissibilité lorsque les dispositions relatives au travail sont respectées

Type de projet	USD/tonne	CAD/tonne (2023)
Stockage permanent du CO <sub>2</sub>	85 \$	115 \$
Utilisation du CO <sub>2</sub> pour la RAP ou d'autres utilisations industrielles	60 \$	81 \$
Captation directe dans l'air – stockage permanent	180 \$	243 \$
Captation directe dans l'air – RAP ou autres utilisations industrielles	130 \$	175 \$

Source : CATF (2022a)

La production pétrolière exportée en Californie est assujettie à la **norme sur les carburants à faible teneur en carbone** de l'État, qui prévoit un protocole de CSC. Nous incluons cette norme dans les politiques nationales américaines, puisqu'elle s'applique à la production de nombreux États qui vendent à la Californie. Par exemple, la norme offre des crédits aux projets de captation du carbone, peu importe leur emplacement; il suffit que le combustible de transport qui s'y rattache soit vendu en Californie (California Air Resources Board, 2023b). Comme pour le RCP du Canada, les crédits sont calculés au prorata du combustible vendu en Californie par rapport à la production totale de l'installation. En 2022, le prix moyen des crédits accordés chaque mois par la norme californienne avoisinait les 130 \$ canadiens (California Air Resources Board, 2023c). Toutefois, la vaste majorité des importations de combustibles californiennes proviennent de l'Alaska ou de l'étranger (California Energy Commission, 2023). Si la norme sur les carburants à faible teneur en carbone de la Californie peut s'ajouter au crédit d'impôt 45Q, il y aurait peu de soutien supplémentaire pour la majeure partie de la production en amont hors de l'Alaska. En date de janvier 2023, tous les projets de CUSC (autres que ceux de captation directe dans l'air, ou CDA) approuvés dans le cadre de la norme se situaient en Californie (California Air Resources Board, 2023a).

### Le gouvernement fédéral américain finance lui aussi la recherche et le développement sur la CUSC :

- ▶ Le programme de captage et stockage du CO<sub>2</sub> du département de l'Énergie, axé sur la recherche et le développement;
- ▶ Les subventions pour les études de faisabilité et de conception ou les projets de démonstration dans le cadre de l'*Infrastructure Investment and Jobs Act*;
- ▶ Le Carbon Storage Assurance Facility Enterprise program, axé sur le développement des projets de stockage. Jusqu'à présent, il a financé des études de faisabilité et des études techniques, bien que du soutien pour la construction de projets soit possible, selon la disponibilité des fonds;
- ▶ Le financement du Loan Program Office du département de l'Énergie, qui finance des projets d'évitement, de réduction ou de stockage des émissions de gaz à effet de serre, y compris des projets de CUSC.

**Au Texas, pas de mesures de soutien supplémentaires pour les projets de CUSC dans le secteur pétrolier.** Sans tarification du carbone ni crédit d'impôt pour la CUSC à l'échelle de l'État, le Texas n'a pas de mesures incitatives additionnelles pour la CUSC dans le secteur pétrolier en amont. Toutefois, compte tenu du type d'émissions associées à la production de pétrole texan, dont nous discutons plus en profondeur dans notre analyse des divers

profils de ressources, il est logique que les producteurs en amont de l'État n'aient pas considéré la CUSC comme une solution essentielle<sup>1</sup>.

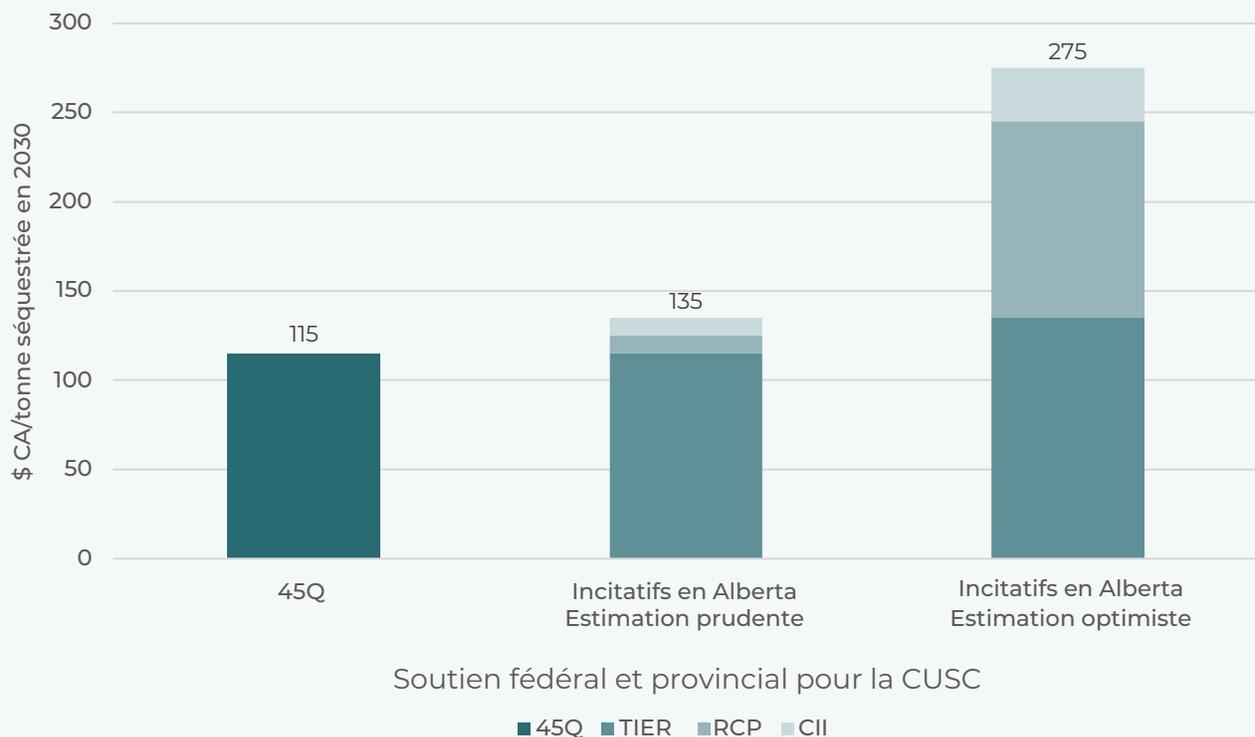
## Ajout d'incitatifs financiers pour la CUSC

Comme il est indiqué au tableau 2, la valeur des crédits 45Q avoisine les 115 \$ CA/t stockée<sup>2</sup> pour le stockage géologique non-CDA. La norme sur les carburants à faible teneur en carbone de la Californie constitue un incitatif supplémentaire, mais les bénéfices reviennent surtout à la Californie et à l'Alaska.

Au Canada, un train de mesures s'adresse aux producteurs de sables bitumineux en amont de l'Alberta – les unités du TIER, les unités de la RCP et, lorsqu'il sera finalisé, le CII. Selon nos estimations, ces mesures combinées pourraient valoir **au moins 135 \$ CA/tonne** stockée aux installations de sables bitumineux d'ici 2030, et encore davantage aux raffineries (figure 1)<sup>3</sup>. Le coup de pouce additionnel représenté par le crédit d'impôt à l'investissement dans la CUSC pourrait couvrir de 15 à 30 % supplémentaires des coûts de captation, de transport et de stockage sur le cycle de vie d'un projet, selon ses caractéristiques.

Figure 1 :

### Valeur estimée du soutien financier pour la CUSC dans la production pétrolière en amont aux États-Unis et en Alberta (en 2030)



<sup>1</sup> Bien que cela ne concerne pas le secteur pétrolier et gazier, le Texas offre un crédit d'impôt pour l'énergie propre aux nouveaux projets de production d'électricité qui stockent au moins 70 % du CO<sub>2</sub> associé à la production à une installation. Le crédit équivaut à 10 % du coût en capital du projet jusqu'à concurrence de 100 millions de dollars américains. De plus, les projets d'électricité au charbon qui comprennent des dispositifs de captation du carbone sont admissibles à une déduction d'impôt pouvant atteindre 10 % du coût amorti de l'équipement.

<sup>2</sup> En dollars américains, la valeur du stockage géologique non-CDA s'élève à 85 \$/tonne (tableau 2), ce qui représente environ 115 \$/tonne en dollars canadiens de 2023.

<sup>3</sup> Voir l'annexe pour la méthode d'estimation.

Selon nos estimations, la valeur des unités du TIER s'élèverait entre 110 et 135 \$ CA/t d'éq. CO<sub>2</sub> stockée, selon la grille tarifaire du carbone pour 2030, une estimation du rabais des prix du carbone par rapport au prix de référence et de la valeur ajoutée potentielle d'une nouvelle catégorie d'unités pour la CUSC récemment annoncée. Toutefois, la valeur des unités accordées n'est pas coulée dans le béton – et cette incertitude refroidit considérablement les investisseurs (Allan et Bernstein, 2023). On craint notamment que les unités générées par les projets de CUSC et encouragées par le crédit d'impôt à l'investissement pour la CUSC inondent le marché et fassent plonger les prix. Le gouvernement de l'Alberta peut dissiper cette incertitude en prenant des mesures pour prévenir la surproduction et en resserrant le marché des unités du TIER. Le ministère des Finances du Canada a également proposé de nombreux mécanismes financiers dans le cadre du Fonds de croissance du Canada, y compris des contrats sur différence et des contrats d'écoulement, qui pourraient aider à garantir les recettes du carbone dont dépendent les investissements sobres en carbone.

La valeur des unités du RCP est difficile à estimer, car les résultats de la période de conformité initiale ne sont pas encore disponibles. Cependant, selon la réduction du coût social des émissions prévue dans l'étude d'impact du RCP, nous l'évaluons à 151 \$ CA/t d'éq. CO<sub>2</sub> évitée – soit une fourchette de 111 à 186 \$ CA/t d'éq. CO<sub>2</sub> évitée (gouvernement du Canada, 2020). Concrètement, la portion réalisable de cette valeur par un projet de CUSC dépend de la proportion du combustible produit utilisée au Canada. Ainsi, la valeur des unités du RCP réalisées pourrait se situer entre 10 et 110 \$ CA/t stockée, selon le type de produit et la dynamique du marché des crédits.

Nous estimons que le CII pour la CUSC pourrait représenter de 15 à 30 % du coût total d'un projet de captation pour les sables bitumineux. Par exemple, un projet dont le coût normalisé de captation, de transport et de stockage s'élève à 150 \$ CA/t CO<sub>2</sub> évitée pourrait avoir accès à un CII de 10 à 30 \$ CA/t.

Si les projecteurs ont été braqués vers le crédit 45Q américain et l'absence d'équivalent canadien, les deux contextes ne se comparent pas, surtout pour le secteur pétrolier en amont. Si le crédit 45Q est un soutien financier de taille, le système de tarification du carbone en place au Canada prévoit déjà des mesures incitatives pour les projets de CUSC, notamment en Alberta, où se concentre l'essentiel de la production pétrolière et gazière et du potentiel de stockage géologique. Avec le TIER, le RCP et le CII pour la CUSC (une fois finalisé), il devrait y avoir davantage de soutien pour les projets de CUSC en 2030 en Alberta – première productrice de pétrole au Canada – que chez son pendant américain, le Texas.



Si les projecteurs  
ont été braqués  
vers le crédit 45Q  
américain et l'absence  
d'équivalent canadien,  
les deux contextes  
ne se comparent pas,  
surtout pour le secteur  
pétrolier en amont.

# LES IMPLICATIONS POUR L'INVESTISSEMENT DANS LA CUSC DANS LE SECTEUR PÉTROLIER DU CANADA

Lorsque nous comparons les incitatifs gouvernementaux pour la CUSC dans le secteur pétrolier en amont au Canada et aux États-Unis, nous constatons que la forme de ces mesures incitatives diffère et que certaines politiques canadiennes sont encore à finaliser (le CII pour la CUSC). Il n'en demeure pas moins que d'ici 2030, la valeur prévue de ces incitatifs en Alberta atteindra ou dépassera celle des mesures prévues au Texas.

Toutefois, il ne faut pas ignorer les secteurs où l'investissement dans la CUSC est le plus probable et qui méritent une attention soutenue du gouvernement. Dans cette section, nous comparons les divers profils de ressources au Canada et aux États-Unis – et les solutions de décarbonisation les plus appropriées pour ces ressources. Nous discuterons ensuite du potentiel de concurrence transfrontalière.

## À profils de ressources différents, solutions de réduction des émissions différentes

Du point d'extraction à la pompe, la production pétrolière du Canada figure parmi la plus forte en intensité carbone du monde, et les profils de ressources pour la production de sables bitumineux au Canada semblent radicalement différents de ceux de la plupart des pétroles de schiste américains (Masnadi et coll., 2018; Gordon et coll., 2016). On pourrait voir des projets de CUSC à une installation ou une mine de sables bitumineux, par exemple – des processus polluants où les réductions d'émissions sont difficiles, capables d'accueillir une installation de captation assez grande pour réaliser des économies d'échelle. À l'inverse, la production de pétrole de schiste aux États-Unis, dont les installations sont plus petites et dispersées sur le territoire, génère des émissions qui peuvent être atténuées plus efficacement par d'autres moyens.

Les sables bitumineux constituent plus de 65 % de la production pétrolière canadienne (AIE, 2021); l'extraction et le traitement y sont particulièrement énergivores. Les exploitations minières ont besoin d'électricité, de gaz naturel pour la transformation de la chaleur, de carburant pour les camions lourds, et produisent des émissions fugitives (provenant notamment des bassins à résidus). L'extraction sur place représente près de la moitié des émissions des sables bitumineux et exige une énorme quantité de gaz naturel pour la production de vapeur; environ 40 % des émissions du secteur proviennent de la combustion du gaz naturel pour les projets sur place (Israel, 2020). Le bitume extrait est généralement dilué pour le transport vers des raffineries

Les sables bitumineux constituent plus de 65 % de la production pétrolière canadienne; l'extraction et le traitement y sont particulièrement énergivores.

En 2021, 64 % de la production pétrolière des États-Unis se constituait de pétrole de schiste plus léger dont l'extraction requiert moins d'énergie.

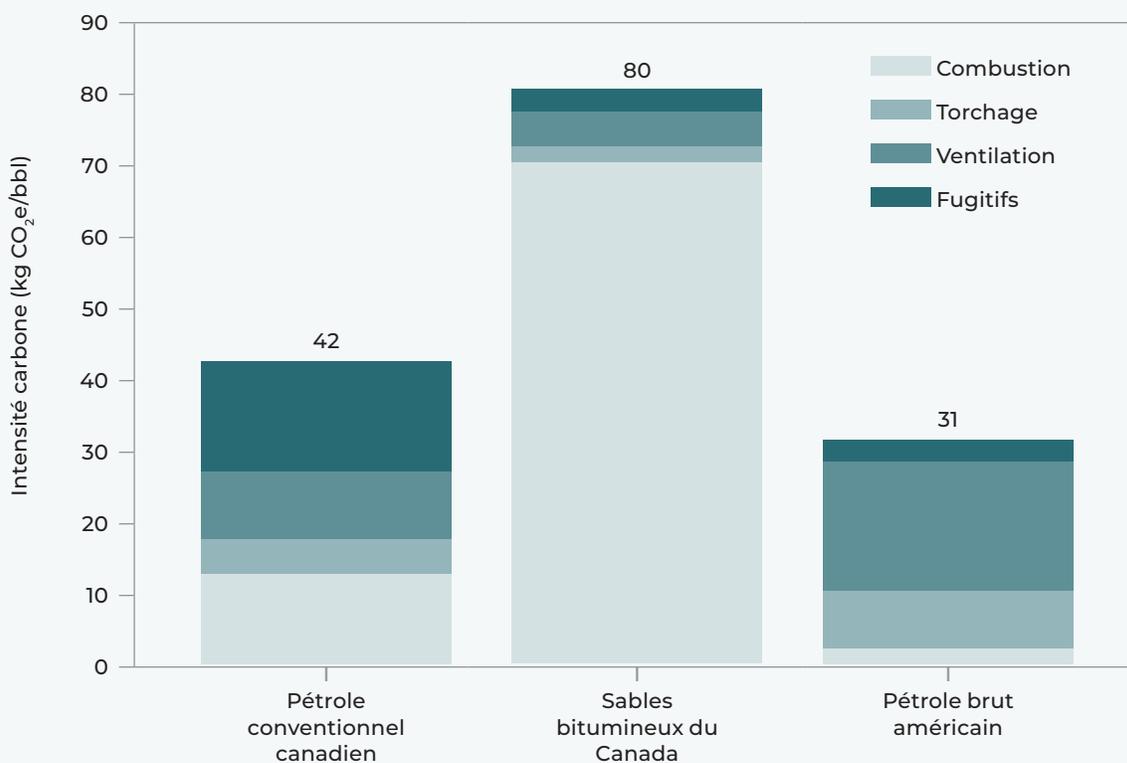
haute conversion qui doivent encore utiliser de l'énergie pour traiter les molécules lourdes et éliminer le diluant. La transformation du bitume en pétrole synthétique, un procédé réalisé dans une usine de valorisation à la mine ou à proximité, génère des émissions résultant de la production d'hydrogène et de chaleur industrielle.

À l'inverse, en 2021, 64 % de la production pétrolière des États-Unis se constituait de pétrole de schiste plus léger dont l'extraction requiert moins d'énergie. Son profil d'émissions est aussi (globalement) différent – les principaux facteurs proviennent du traitement; ce sont des émissions fugitives, d'évacuation et de torchage. L'extraction et le traitement du pétrole des projets extracôtiers américains et des projets californiens sont généralement plus gourmands en émission que les gaz de schistes américains, mais ils représentent une petite partie de la production pétrolière totale aux États-Unis (la Californie a produit 3 % du pétrole américain en 2022) (Gordon et coll., 2016).

Plus de 75 % des émissions associées à la production pétrolière terrestre aux États-Unis sont des émissions fugitives, d'évacuation et de torchage – comparativement à 12 % pour la production de sables bitumineux canadienne, comme l'illustre la figure 2 (EPA, 2020) <sup>4</sup>. En général, il existe des stratégies d'atténuation plus économiques que la CUSC (Gorski, 2021; Gorski et El-Aini, 2022). Comme la production pétrolière américaine a peu ou pas de grande source concentrée d'émissions associées à la valorisation, à l'extraction et à l'injection de vapeur, l'installation de CUSC en amont s'applique moins aux producteurs pétroliers américains.

Figure 2 :

## Intensité des émissions par type de source choisi, comparaison entre le Canada et les États-Unis (2020)



Sources : ECCC (2022b); EPA (2020). Notes : Calculs des catégories effectués par les auteurs. Les émissions de la combustion comprennent seulement celles des combustibles fossiles associés à la production pétrolière en amont, et ne comprennent pas les émissions de l'ensemble du cycle de vie associées à l'utilisation finale du produit.

<sup>4</sup> Calculs des catégories par l'auteur.

Les profils d'émissions de la production pétrolière classique au Canada ressemblent à ceux de la production de pétrole de schiste terrestre des États-Unis, composés pour la plupart d'émissions fugitives, d'évacuation et de torchage (ECCC, 2022b).

## CUSC et raffinage

Si les producteurs pétroliers américains ne semblent pas avoir jeté leur dévolu sur la CUSC pour décarboniser le secteur pétrolier en amont, il en va autrement des raffineries. On estime les coûts combinés de la captation, du transport et du stockage aux raffineries américaines entre 90 et 135 \$/tonne (Abramson et McFarlane, 2020; Kearns et coll., 2021). Certains des fleurons du secteur, comme Valero, Marathon et Philips 66, ont placé la CUSC au cœur de leurs plans de décarbonisation, et des producteurs d'hydrogène marchand comme Air Products ont des projets de CUSC en exploitation ou en développement à des raffineries et d'autres installations industrielles aux quatre coins du monde (McGurty, 2021; Zapantis et coll., 2022).

Les raffineries canadiennes pourraient beaucoup profiter des unités du RCP à venir. Les récents changements apportés au règlement TIER de l'Alberta profiteront tout particulièrement aux raffineries albertaines, car les nouvelles catégories d'unités pour la CUSC sont admissibles aux unités du TIER et à ceux du RCP, alors qu'il fallait auparavant choisir entre les deux. Toutefois, seuls les combustibles consommés au Canada peuvent bénéficier des unités du RCP. Comme la plupart des produits des raffineries albertaines sont consommés au pays, la quantité d'unités auxquelles elles seraient admissibles est potentiellement substantielle. Il n'en va pas de même pour la CUSC pour la production de sables bitumineux en amont, dont la majeure partie du brut et du bitume est exportée aux États-Unis.

## Peu de concurrence transfrontalière pour le capital à l'horizon

Les producteurs de sables bitumineux canadiens ont explicitement fait de la CUSC la pierre d'assise de leurs plans de décarbonisation à l'horizon 2030, mais c'est probablement en raison des différences expliquées plus haut – caractéristiques des ressources, profils d'émissions et disponibilité d'autres solutions de décarbonisation. Ni les producteurs de pétrole en amont des États-Unis ni les producteurs de pétrole classique du Canada n'en ont fait autant.

Des 110 projets de captation annoncés aux États-Unis (en date de septembre 2022), aucun ne se rattache à la production de pétrole terrestre en amont (trois sont associés à la production d'hydrogène en raffinerie) (figure 2). Comme la RAP est admissible au 45Q, mais pas au CII pour la CUSC annoncé par le Canada, il est possible que les projets de RAP soient destinés au financement. Douze projets sont associés au stockage du carbone par la RAP dans les sous-secteurs de l'électricité, du ciment et des biocarburants (CATF, 2022b).

En revanche, des vingt-quatre projets de CUSC annoncés en Alberta seulement, 14 se trouvent dans des installations de sables bitumineux (dont 11 par le centre pour le CSC de l'Alliance nouvelles voies) (figure 3).

Figure 3 :



- Biocarburants
- Gaz naturel
- Stockage autonome
- Traitement du gaz
- Autres
- Hydrogène
- Captation atmosphérique directe
- Charbon
- Produits chimiques
- Ciment

Source : CATF (2022b)



- Sables bitumineux
- Production d'énergie
- Autres secteurs
- Production d'hydrogène

Source : Bureau d'Alberta Major Projects

Les projets de CUSC qui attirent des investissements aux États-Unis diffèrent de ceux du Canada; il est donc peu probable qu'ils se disputent les mêmes sources de financement. Il pourrait y avoir un risque de fuite de capitaux transfrontalière, si les entreprises souhaitent bénéficier des dispositions sur la RAP de l'*Inflation Reduction Act*, inexistantes dans le CII pour la CUSC annoncé par le Canada. Il ne faut toutefois pas perdre de vue le plafond sur les émissions de pétrole et de gaz – un élément phare du *Plan de réduction des émissions pour 2030* –, qui obligera le secteur pétrogazier canadien à revoir ses émissions à la baisse. Les producteurs doivent trouver et mettre en œuvre des solutions de décarbonisation qui fonctionnent au Canada s'ils veulent se conformer à cette politique.

## Des incitatifs supplémentaires pour l'investissement dans la CUSC pour les sables bitumineux accroîtront le risque de frein à la décarbonisation

Dans le présent article, nous nous sommes efforcés de comparer les incitatifs à la CUSC au Canada et aux États-Unis et leurs répercussions, étant donné les grandes différences dans leurs opérations. Mais cette analyse s'inscrit dans un discours plus large sur la façon dont le Canada pourra « se mesurer » à l'*Inflation Reduction Act*. Si la concurrence transfrontalière demeure en tête des priorités de l'industrie canadienne, les subventions à la CUSC ont entraîné un coût de renoncement. Il importe donc de trouver un juste équilibre entre les priorités d'investissement. Même dans le contexte de l'*Inflation Reduction Act*, les subventions à la CUSC sont éclipsées par celles qui visent l'électricité propre, les véhicules électriques et les rabais pour les consommateurs.

L'ajout de subventions pour la production de combustibles fossiles en plus du CII annoncé augmente le risque de frein à la décarbonisation, de délaissement des actifs et d'occasions perdues d'investir dans d'autres importantes technologies d'énergie propre. Vu leur mince marge de manœuvre financière, les gouvernements fédéral et provinciaux devraient se garder de subventionner à l'excès la CUSC dans le secteur pétrogazier. Il faudra un mélange de réglementation et d'incitatifs pour s'assurer que les secteurs les plus gourmands en émissions amorcent un virage écologique.

Somme toute, il sera probablement plus facile de se décarboniser pour les exploitations non bitumineuses, car une grande partie de leurs émissions proviennent du méthane, dont l'atténuation est moins coûteuse que la CUSC – mais il existe encore une panoplie de solutions de décarbonisation viables dans le secteur pétrogazier, et la CUSC demeurera une technologie essentielle pour les ressources polluantes comme les sables bitumineux du Canada.

Comme la CUSC est une solution essentielle pour les producteurs de sables bitumineux en particulier, la question n'est pas vraiment de savoir si les mesures de soutien du Canada se comparent à celles des États-Unis, mais plutôt si les incitatifs proposés par l'État sont adaptés au contexte du secteur pétrolier en amont du Canada.

Ce type d'aide gouvernementale a pour but ultime de débloquer les investissements privés, et le système de tarification du carbone du Canada, assisté du RCP et du CII annoncé, offre une fondation bien solide pour encourager la décarbonisation et soutenir des technologies novatrices comme la CUSC.



Vu leur mince marge de manœuvre financière, les gouvernements fédéral et provinciaux devraient se garder de subventionner à l'excès la CUSC dans le secteur pétrogazier.



# CONCLUSION

Les profils d'émissions du pétrole de schiste terrestre aux États-Unis et des sables bitumineux du Canada sont nettement différents; c'est pourquoi les solutions de décarbonisation qui s'y rattachent varient selon le type de ressources, les émissions associées et les technologies d'atténuation les plus économiques. Relativement plus intensive en émissions, la production de sables bitumineux au Canada complète aussi mieux la CUSC en raison de la combustion fixe et de la production d'hydrogène qui s'y rattachent. Ainsi, les solutions de CUSC ont davantage leur place dans les installations de sables bitumineux canadiennes que dans les installations de pétrole de schiste américaines (ou dans toute autre installation de pétrole classique canadienne), qui disposent de solutions plus économiques et dont le profil d'émission se prête moins à la captation du carbone.

Le Canada et les États-Unis ont mis en place des mesures pour encourager la CUSC en 2022 et en 2023; si l'on compare leurs deux grandes régions productrices de pétrole – l'Alberta et le Texas –, c'est l'Alberta qui l'emporte. Les comparaisons entre les incitatifs nationaux et provinciaux pour la CUSC en Alberta et ceux des États-Unis écartent souvent d'importantes politiques canadiennes. De plus, les industries pétrolières des deux régions se distinguent sur le plan des opérations. La CUSC se prête moins bien à la décarbonisation de la production pétrolière en amont aux États-Unis, ce qui limite la concurrence directe avec l'Alberta pour les investissements dans les projets de CUSC.

En Alberta, étant donné le soutien apporté par les politiques et la tarification du TIER, du RCP et du projet de CII fédéral, cette technologie bénéficie d'assez d'appui du gouvernement pour progresser notablement – surtout avec la hausse du prix de référence du carbone à 170 \$ CA/t en 2030 qui fera prendre de la valeur aux unités du TIER. Toutefois, la CUSC à elle seule ne produira pas la décarbonisation profonde nécessaire dans le secteur pétrolier et gazier, et particulièrement les sables bitumineux. En fait, la CUSC devra être combinée à d'autres solutions afin de tracer une trajectoire claire permettant aux sables bitumineux du Canada de respecter le plafond d'émissions à venir et de se préparer à un marché mondial de l'énergie de plus en plus sobre en carbone.

Voilà qui ouvre de multiples avenues de recherche, à commencer par une analyse des coûts des projets de CUSC pour les sables bitumineux, qui devraient être nombreux à se concrétiser. Une analyse détaillée peut donner une bonne idée de la rentabilité de l'investissement dans la CUSC pour les sables bitumineux dans



La CUSC à elle seule ne produira pas la décarbonisation profonde nécessaire dans le secteur pétrolier et gazier, et particulièrement les sables bitumineux.

le contexte des mesures de soutien actuelles. Deuxièmement, il est impératif d'examiner dans quelle mesure l'aide publique aux projets de CUSC finirait par subventionner la production de combustibles fossiles, et risquerait de freiner la décarbonisation et de provoquer un délaissement des actifs. De plus, cette analyse ne considère pas les interactions potentielles entre les incitatifs financiers pour l'investissement dans la CUSC et le plafond sur les émissions pétrolières et gazières, et la transformation de l'environnement concurrentiel occasionnée par ce plafond.

Au Canada, les incitatifs sont bien plus hétéroclites qu'aux États-Unis, qui dépend presque entièrement des subventions pour encourager la CUSC. Le CII pour la CUSC et les contrats sur différence restent à finaliser, mais si on les combine, nous prévoyons que le train de mesures du Canada – un mélange de règlements et de subventions – pour la CUSC pour le pétrole et le gaz en amont dépassera celui que prévoient les États-Unis et procurera une certitude équivalente quant aux recettes du carbone. Les solutions de CUSC n'auront pas leur raison d'être sur le plan financier ou logistique dans toutes les installations, mais pour celles où ces solutions sont pertinentes, une fois que tous les éléments des politiques comme le CII seront en place, l'État n'aura pas à intervenir davantage.



# RÉFÉRENCES

- Abramson, Elizabeth et Dane McFarlane. 2020. *Transport Infrastructure for Carbon Capture and Storage*. Great Plains Institute. Juin. [https://www.betterenergy.org/wp-content/uploads/2020/06/GPI\\_RegionalCO2Whitepaper.pdf](https://www.betterenergy.org/wp-content/uploads/2020/06/GPI_RegionalCO2Whitepaper.pdf)
- Allan, Bentley et Michael Bernstein. 2023. *Créer un avantage canadien : des politiques publiques pour que le Canada soit concurrentiel en termes d'investissements à faible teneur en carbone*. L'Accélérateur de transition. <https://transitionaccelerator.ca/creer-un-avantage-canadien/?lang=fr>
- Baylin-Stern, Adam et Niels Berghout. 2021. *Is carbon capture too expensive?* Agence internationale de l'énergie. 21 février. <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- California Air Resources Board. 2023a. *Approved Innovative Crude Oil Applications under LCFS*. Gouvernement de la Californie. <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/approved-innovative-crude-oil-applications-under-lcfs>
- California Air Resources Board. 2023b. *LCFS Credit Generation Opportunities*. Gouvernement de la Californie. <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/lcfs-credit-generation-opportunities>
- California Air Resources Board. 2023c. *Monthly LCFS Credit Transfer Activity Reports*. Gouvernement de la Californie. <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/lcfs-credit-generation-opportunities>
- California Energy Commission. 2023. *Oil Supply Sources To California Refineries*. Gouvernement de la Californie. <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/californias-petroleum-market/oil-supply-sources-california-refineries>
- Régie de l'énergie du Canada. 2022. *Exportations de pétrole brut du Canada : rétrospective des 30 dernières années*. Gouvernement du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/petrole-brut-produits-petroliers/rapport/exportations-petrole-brut-canada-retrospective-30-dernieres-annees/index.html>
- Régie de l'énergie du Canada. 2023. *Profils énergétiques des provinces et territoires – Canada*. Gouvernement du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-canada.html>
- CATF (Clean Air Task Force). 2022a. *Dispositions relatives au captage du carbone dans la loi sur la réduction de l'inflation de 2022*. 12 août. <https://www.catf.us/fr/resource/carbon-capture-provisions-in-the-inflation-reduction-act-of-2022/>
- CATF (Clean Air Task Force). 2022b. *US Carbon Capture Activity and Project Table*. 29 septembre. <https://www.catf.us/fr/ccstableus/>
- Congressional Budget Office. 2022. *Estimated Budgetary Effects of H.R. 5376, the Inflation Reduction Act of 2022*. Gouvernement des États-Unis. 5 août. <https://www.cbo.gov/publication/58366>
- ECCC (Environnement et Changement climatique Canada). 2022a. *Conformité avec le Règlement sur les combustibles propres*. Gouvernement du Canada. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/production-energie/reglement-carburants/reglement-combustibles-propres/conformite.html>
- ECCC (Environnement et Changement climatique Canada). 2022b. *Rapport d'inventaire national 1990-2020 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*. Gouvernement du Canada. <https://publications.gc.ca/site/fra/9.502402/publication.html>
- AIE (Agence d'information sur l'énergie). 2021. *Annual Energy Outlook 2021*. Gouvernement des États-Unis. [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables\\_side.php](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_side.php)
- Ministère des Finances Canada. 2022a. *Mesures fiscales : renseignements supplémentaires*. Budget 2022. Gouvernement du Canada. [https://www.budget.canada.ca/2022/report-rapport/tm-mf-fr.html#a3\\_2](https://www.budget.canada.ca/2022/report-rapport/tm-mf-fr.html#a3_2)
- Ministère des Finances Canada. 2022b. *Le Fonds de croissance du Canada : document d'information technique*. Mise à jour économique de l'automne 2022. Gouvernement du Canada. Novembre. <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2022/doc/gf-fc-fr.pdf>
- Ministère des Finances Canada. 2022c. *Autres caractéristiques de conception du crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC) : mécanisme de recouvrement, divulgation des risques climatiques et échange des connaissances*. Gouvernement du Canada. <https://www.canada.ca/fr/ministere-finances/nouvelles/2022/08/autres-caracteristiques-de-conception-du-credit-dimpot-a-linvestissement-pour-le-captage-lutilisation-et-le-stockage-du-carbone-cusc-mecanisme-de-r.html>

Ministère des Finances Canada. 2022d. « Un air pur et une économie vigoureuse ». Chapitre 3, Budget 2022. Gouvernement du Canada. 7 avril. <https://www.budget.canada.ca/2022/report-rapport/chap3-fr.html>

Gordon, Deborah, Adam Brandt, Joule Bergerson et Jonathan Koomey. 2016. *Oil-Climat Index*. Carnegie Endowment for International Peace. <https://oci.carnegieendowment.org/>

EPA (Environmental Protection Agency). 2020. *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks*. Gouvernement des États-Unis. <https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks>

Gorski, Jan. 2021. *The case for raising ambition in curbing methane pollution*. Pembina Institute. 4 août. <https://www.pembina.org/pub/case-raising-ambition-curbing-methane-pollution>

Gorski, Jan et Eyab El-Aini. 2022. *Waiting to Launch: Third Quarter 2022 Update*. Pembina Institute. Novembre. <https://www.pembina.org/reports/waiting-to-launch-q3-2022-update.pdf>

Gouvernement du Canada. 2020. « Étude d'impact de la réglementation ». *La Gazette du Canada*, partie I, volume 154, numéro 51 : *Règlement sur les combustibles propres*. Décembre. <https://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2020/2020-12-19/html/reg2-fra.html>

Israel, Benjamin. 2020. *The oilsands in a carbon-constrained Canada*. Pembina Institute. <https://www.pembina.org/pub/oilsands-carbon-constrained-canada>

Kearns, David, Harry Liu et Chris Consoli. 2021. *Technology Readiness and Costs of CCS*. Global CCS Institute. 29 mars. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/technology-readiness-and-costs-of-ccs/>

Masnadi, Mohammad S., Hassan M. El-Houjeiri, Dominik Schunack, Yunpo Li, Jacob G. Englander, Alhassan Badahdah, Jean-Christophe Monfort, James E. Anderson, Timothy J. Wallington, Joule A. Bergerson, Deborah Gordon, Jonathan Koomey, Steven Przesmitzki, Inês L. Azevedo, Xiaotao T. Bi, James E. Duffy, Garvin A. Heath, Gregory A. Keoleian, Christophe McClade, D. Nathan Meehan, Sonia Yeh, Fengqi You, Michael Wang et Adam R. Brandt. 2018. « Global carbon intensity of crude oil production », *Science*, 361 (6405). 31 août. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.aar6859>

McGurty, Janet. 2021. « FEATURE: US refiners hone carbon footprint plans, with focus on renewables » *S&P Global*. 19 janvier. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/011921-feature-us-refiners-hone-carbon-footprint-plans-with-focus-on-renewables>

Ministère de l'Environnement et des Aires protégées. 2022. *O.C. 403/2022 : Technology Innovation and Emissions Reduction Amendment Regulation*. Gouvernement de l'Alberta. 14 décembre. [https://kings-printer.alberta.ca/documents/Orders/Orders\\_in\\_Council/2022/2022\\_403.html](https://kings-printer.alberta.ca/documents/Orders/Orders_in_Council/2022/2022_403.html)

Potkins, Meghan. 2022. « 'Canada will get left behind': U.S. incentives for carbon capture could lure investment south ». *Financial Post*. 6 octobre. <https://financialpost.com/commodities/energy/oil-gas/us-carbon-capture-incentives-investment-canada>

von Scheel, Elise. 2022. « Canada examining how to keep its carbon capture competitive in wake of U.S. incentives ». *CBC*. 25 octobre. <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/canada-usa-carbon-initiative-incentive-1.6629557>

Zapantis, Alex, Noora Al Amer, Ian Havercroft, Ruth Ivory-Moore, Matt Steyn, Xiaoliang Yang, Ruth Gebremedhin, Mohammad Abu Zahra, Errol Pinto, Dominic Rassool, Eric Williams, Chris Consoli et Joey Minervini. 2022. *Global Status of CCS 2022*. Global CCS Institute. [https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/11/Global-Status-of-CCS-2022\\_Download.pdf](https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/11/Global-Status-of-CCS-2022_Download.pdf)

# ANNEXE : MÉTHODE D'ESTIMATION

## Unités du TIER

- ▶ Nous estimons la valeur des unités accordées par le TIER à **115 à 135 \$/t** stockée, selon le calendrier de tarification du carbone jusqu'à 2030 et la relation passée entre le prix des unités et le prix de référence du carbone.

## Unités du *Règlement sur les combustibles propres*

- ▶ Le RCP établit un marché d'unités dans le cadre duquel les fournisseurs de combustibles peuvent répondre aux exigences d'intensité de carbone par la création ou l'acquisition d'unités de conformité dans trois catégories :
  - » Les projets qui réduisent l'intensité du carbone sur le cycle de vie des combustibles fossiles liquides (y compris la CUSC);
  - » L'approvisionnement en carburant à faible teneur en carbone comme l'éthanol;
  - » L'approvisionnement en carburant ou en énergie pour les technologies de véhicules avancées.
- ▶ Il est difficile de se prononcer sur la valeur des unités du RCP, mais si l'on se fie aux estimations centrales de la réduction des coûts sociaux des émissions dans la foulée règlement, elle pourrait raisonnablement s'élever à 151 \$/t (fourchette de 111 \$/t à 186 \$/t) (gouvernement du Canada, 2020).
- ▶ Le RCP ne s'applique pas aux combustibles exportés du Canada; seuls les combustibles consommés au pays sont admissibles. En 2019, 75 % de la production pétrolière totale – et plus de 80 % de la production de sables bitumineux – a été exportée, ce qui représente la limite inférieure de notre estimation de coûts (Régie de l'énergie du Canada, 2022). À l'inverse, les raffineries canadiennes avaient une capacité de 1,95 Mb/j en 2021 (une capacité qui n'a toutefois pas été atteinte depuis plusieurs années) pour la consommation intérieure, ce qui représente la limite supérieure de notre estimation (Régie de l'énergie du Canada, 2023).
- ▶ On estime que la valeur incitative d'un projet de CUSC se situerait entre **10 et 110 \$/t** stockée selon le type de projet et la dynamique du marché d'unités.

## Crédit d'impôt à l'investissement pour la CUSC

- ▶ Selon les niveaux de CII annoncés et les estimations de coûts du Great Plains Institute pour les projets de captation aux sites existants pour une diversité de flux de CO<sub>2</sub>, nous estimons que le CII pourrait couvrir de **15 à 30 %** des coûts totaux d'un projet de captation des sables bitumineux (Abramson et McFarlane, 2020).
- ▶ Cette fourchette regroupe les résultats obtenus en modifiant l'intensité en capitaux, la proportion de coûts admissibles pour le CII et la proportion de coûts de transport et de stockage de divers projets de CUSC.