



État de la situation des projets de séquestration géologique du CO₂ à travers le monde à la fin 2012

Rapport INRSCO2-2012-V5.3

Par

Jean-Philibert Moutenet

Félix-Antoine Comeau

et

Michel Malo

Soumis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs

2012 – Québec

R-1397

Préambule

Le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a octroyé une subvention à l'INRS-ETE pour mettre en place une chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ au Québec. Le décret n°714-2008 approuvant l'octroi a été adopté le 25 juin 2008. La subvention d'une durée de cinq ans (exercices financiers 2008-2009 à 2012-2013) provient du Fonds vert. La création de la chaire s'inscrit dans l'action 20 du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques intitulé « Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir ».

Les travaux de la chaire permettront d'explorer les principales options de séquestration géologique du CO₂ au Québec. Les objectifs principaux sont d'évaluer la capacité de stockage du CO₂ au Québec, de tester quelques sites pour leur potentiel de rétention du CO₂ après injection, et de former une expertise au Québec dans le domaine de la technologie du captage et de la séquestration du CO₂ (CSC). Les objectifs secondaires pour arriver à répondre aux objectifs principaux sont de: 1) faire l'inventaire des réservoirs géologiques potentiels au Québec; 2) faire l'inventaire des sources majeures d'émission du CO₂ au Québec; 3) compiler les travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC; 4) caractériser les paramètres géologiques et géophysiques des réservoirs potentiels; 5) évaluer leur capacité de stockage; 6) choisir des sites potentiels pour réaliser des essais d'injection du CO₂; 7) tester un ou deux sites avec suivi sur une période d'un à deux ans pour évaluer la capacité de rétention du CO₂ et les risques de fuite. En marge de l'atteinte des objectifs mentionnés plus haut, les travaux complémentaires concernent l'évaluation des enjeux socio-économiques de l'implantation de la technologie du CSC au Québec (lois, sécurité, etc.) et des études technico-économiques pour l'implantation d'une usine pilote.

Les cinq volets de recherche suivants permettront d'atteindre les objectifs et de réaliser les travaux complémentaires :

1. Inventaire
2. Caractérisation
3. Capacité de stockage
4. Test-pilote
5. Enjeux socio-économiques.

Le présent rapport sur l'état de la situation des projets de séquestration géologique du CO₂ à travers le monde cadre dans le volet de recherche Enjeux socio-économiques.

Résumé

La technologie du captage, du transport et de la séquestration géologique du CO₂ représente une alternative nouvelle, particulièrement bien adaptée aux sources concentrées et fixes de CO₂ pour réduire les émissions de CO₂.

Dans ce contexte, le présent rapport, réalisé dans le cadre de la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ mise en place par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs du Québec, propose un état de la situation des projets de séquestration géologique du CO₂ à travers le monde.

D'une part, 17 projets industriels fonctionnant déjà ou confirmés et dont la construction a commencé sont présentés. Ces projets sont implantés en Amérique du Nord, en Europe, en Afrique du Nord et en Australie.

D'autre part, 17 projets pilotes en opération ou en construction sont également étudiés. Ces projets ont lieu en Amérique du Nord, en Amérique latine, en Europe, au Moyen-Orient, en Asie et en Australie.

Ce rapport a été réalisé au vu des informations auxquelles la Chaire a pu avoir accès à la fin de l'année 2012. Il ne prétend pas être exhaustif. Les projets en phase de planification qui n'ont pas encore été confirmés, notamment par une décision finale d'investissement (« *Final Investment Decision* »), ne sont pas inclus dans le présent rapport. De plus, il sera nécessaire de tenir compte, par la suite, de l'évolution des différents projets dans les mois et les années à venir.

TABLE DES MATIÈRES

PRÉAMBULE	III
RÉSUMÉ	IV
TABLE DES ILLUSTRATIONS	7
TABLE DES TABLEAUX	7
TABLE DES ABRÉVIATIONS	7
1. INTRODUCTION	8
2. MISE EN CONTEXTE	9
3. PROJETS EN OPÉRATION	9
3.1. PROJETS INDUSTRIELS	9
3.1.1. <i>États-Unis d'Amérique</i>	9
3.1.2. <i>Norvège</i>	10
3.1.3. <i>Canada</i>	10
3.1.4. <i>Algérie</i>	11
3.2. PROJETS PILOTES	11
3.2.1. <i>Union européenne</i>	11
3.2.2. <i>Australie</i>	11
3.2.3. <i>Brésil</i>	12
3.2.4. <i>Chine</i>	12
3.2.5. <i>États-Unis d'Amérique</i>	12
3.2.6. <i>Canada</i>	13
3.2.7. <i>État d'Israël</i>	13
4. PROJETS EN CONSTRUCTION	14
4.1. PROJETS INDUSTRIELS	14
4.1.1. <i>États-Unis d'Amérique</i>	14
4.1.2. <i>Canada</i>	15
4.1.3. <i>Australie</i>	15
4.2. PROJETS PILOTES	16
4.2.1. <i>Canada</i>	16
4.2.2. <i>Japon</i>	16
4.2.3. <i>États-Unis d'Amérique</i>	16
5. TABLEAUX RÉCAPITULATIFS	17
5.1. PROJETS INDUSTRIELS	17
5.2. PROJETS PILOTES	18
6. CARTES	20
6.1. PROJETS INDUSTRIELS	20

Projet INRSCO2-2012-V5.3 – État de la situation des projets de captage et de séquestration géologique de CO₂ à travers le monde.

6.2. PROJETS PILOTES	21
6.3. AUTRES PROJETS INDUSTRIELS À L'ÉTUDE	22
7. RÉFÉRENCES	23

Table des illustrations

Figure 1 – Projets industriels de séquestration géologique du CO ₂ .	Page 20.
Figure 2 – Projets pilotes de séquestration géologique du CO ₂ .	Page 21.
Figure 3 – Autres projets industriels de séquestration géologique du CO ₂ à l'étude.	Page 22.

Table des tableaux

Tableau 1 – Projets industriels de séquestration géologique du CO ₂ .	Page 17.
Tableau 2 – Projets pilotes de séquestration géologique du CO ₂ .	Page 18.

Table des abréviations

(par ordre d'apparition dans le texte)

Dioxyde de carbone.	CO ₂ .
Gaz à effet de serre.	GES.
Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.	GIEC.
Captage, transport et séquestration géologique du CO ₂ .	CSC.
Global CCS Institute.	GCCSI.
Large-scale integrated projects.	LSIPs.
États-Unis d'Amérique.	É-U.

1. Introduction

Le dioxyde de carbone, dont la formule chimique est CO₂, est un gaz à effet de serre (GES). Le CO₂, comme d'autres GES, est inévitablement produit lors de la combustion d'énergies fossiles telles que le charbon, le pétrole ou le gaz naturel. Non renouvelables, ces énergies fossiles sont la clef de voûte de nos sociétés modernes et de nos modes de vie actuels. D'après le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le CO₂ est responsable de 55% de l'effet de serre d'origine anthropique. [1] Même au Québec où l'électricité est principalement d'origine hydraulique, de grandes quantités de CO₂ sont émises continuellement, principalement par le secteur du transport et le secteur industriel. [2] Les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie, pour les années 2050, montrent que la tendance n'est pas prête de s'inverser. [3]

La demande en énergie devrait augmenter du fait de l'accroissement de la population mondiale et du développement économique des pays émergents. Ainsi, dans la première partie de ce nouveau siècle, les énergies fossiles devraient continuer à satisfaire plus de 80% de la demande en énergie, les autres énergies n'étant pas encore prêtes à prendre le relais. Cette dépendance aux énergies carbonées est un problème majeur au niveau de l'environnement. Si rien n'est fait pour réduire significativement nos émissions de CO₂, le GIEC, dans son rapport de 2007, prévoit des bouleversements brusques et de grandes envergures du climat.

Plus de la moitié des émissions mondiales de CO₂, environ 24% au Québec, est produit par des sources concentrées et fixes appelées « grands émetteurs », c'est-à-dire émettant plus de 100 000 tonnes de CO₂ par an. [2, 4, 5] Il s'agit, par exemple, des centrales thermiques, des cimenteries, des raffineries et des alumineries. La technologie du captage, du transport et de la séquestration (ou

stockage) géologique du CO₂ (CSC¹) représente une alternative nouvelle, particulièrement bien adaptée à ces grands émetteurs, pour réduire les émissions de CO₂.

Le CSC consiste, tout d'abord, à capter, par séparation des autres gaz, suivant différentes technologies, le CO₂ émis par un grand émetteur. Ensuite, le CO₂ est comprimé et transporté, généralement par pipelines, jusqu'au site de séquestration géologique qui peut-être un aquifère salin profond, un gisement de pétrole ou de gaz épuisé ou en voie d'épuisement (avec récupération assistée de pétrole ou de gaz) ou encore des veines de charbon non exploitables.

S'il ne fait pas de doute que le CSC offre un potentiel important de réduction des émissions de CO₂, cette technologie a encore besoin de franchir de nombreux obstacles, principalement économiques mais également techniques et juridiques. [6]

Dans ce contexte, le présent rapport, réalisé dans le cadre de la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ mise en place par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs du Québec, propose un état de la situation des projets de séquestration géologique du CO₂ à travers le monde.

Ce rapport a été réalisé au vu des informations auxquelles la Chaire a pu avoir accès à la fin de l'année 2012. Il ne prétend pas être exhaustif. De ce fait, certains projets de très faibles envergures ou pour lesquels peu d'informations ont été diffusées peuvent ne pas être inclus dans les sections subséquentes. De plus, il sera nécessaire de tenir compte, par la suite, de l'évolution des différents projets dans les mois et les années à venir.

Concernant les projets pilotes, seuls ceux ayant une composante de séquestration géologique du CO₂ sont inclus dans le présent rapport. Les projets pilotes focalisés uniquement sur le captage ou le transport du CO₂ ne sont donc pas inclus dans ce document.

¹ L'acronyme « CSC » signifie « captage et séquestration (ou stockage) du carbone ». Toutefois, il fait référence aux trois étapes de CSC : le captage, le transport et la séquestration du CO₂.

Lorsque les coûts des projets sont disponibles, ceux-ci sont indiqués.

2. Mise en contexte

Les projets de séquestration géologique du CO₂ peuvent être divisés en deux grandes catégories, elles-mêmes pouvant être scindées en deux sous-parties. En effet, les projets peuvent être séparés entre ceux qui sont déjà en opération et ceux qui sont en construction. De plus, ces deux grandes catégories peuvent être divisées entre les projets expérimentaux (appelés « pilotes ») et les projets industriels (de par leur taille et leur viabilité économique). La suite du rapport suivra ce plan.

En ce qui concerne les projets industriels, la définition de ceux-ci utilisée par le Global CCS Institute (GCCSI) dans son rapport annuel est reprise dans le présent rapport. [7] Dans son rapport annuel, le GCCSI parle des « *large-scale integrated projects* » (LSIPs), traduit ici par « projets industriels ». Le GCCSI définit les projets industriels comme suit : « *LSIPs are defined as projects involving the capture, transport and storage of CO₂ at a scale of:*

- *at least 800,000 tonnes of CO₂ annually for a coal-based power plant; or*
- *at least 400,000 tonnes of CO₂ annually for other emission-intensive industrial facilities (including natural gas-based power generation).* » [7]

Le GCCSI justifie sa définition de cette manière : « *The thresholds listed above correspond to the minimum volumes of CO₂ typically emitted by commercial-scale power plants and other industrial facilities. Projects at this scale must store anthropogenic CO₂ permanently in geologic storage sites to qualify as LSIPs (...).* » [7]

D'ailleurs, le rapport annuel 2012 du GCCSI, rendu public en octobre 2012, est la base du présent rapport puisqu'il est le document le plus exhaustif sur l'état annuel de la technologie et des projets qui s'y rapportent.

Toutefois, le rapport annuel du GCCSI s'intéresse presque exclusivement aux projets industriels et ne considère quasiment pas les projets

pilotes. D'autres sources d'information sont donc utilisées pour compléter ce document de référence.

Dans ce contexte, sont considérés comme des projets pilotes, c'est-à-dire des projets de recherche, tous les projets qui ne sont pas englobés par la définition des projets industriels précitée.

En ce qui a trait à la différence entre les projets en opération et ceux en construction, une division plus simple que celle proposée par le GCCSI dans son rapport est utilisée dans le présent document. En effet, une distinction est faite ici entre les projets qui sont déjà en opération et ceux qui sont en phase de construction. Le GCCSI, quant à lui, opère une distinction à six niveaux, depuis la phase d'identification générale d'un éventuel projet jusqu'à sa phase de fermeture. De plus, les projets en phase de planification qui n'ont pas encore été confirmés, notamment par une décision finale d'investissement (« *Final Investment Decision* »), ne sont pas inclus dans le présent rapport.

En totalité, le GCCSI a identifié, en 2012, 75 projets industriels (Figure 3) :

- 32 en Amérique du Nord ;
- 21 en Europe ;
- 1 en Afrique ;
- 3 au Moyen-Orient ;
- 13 en Asie ;
- 5 en Australie et Nouvelle-Zélande.

Le présent rapport se limite aux 17 projets industriels fonctionnant déjà ou confirmés et dont la construction a commencé.

3. Projets en opération

3.1. Projets industriels

Huit projets industriels étaient en opération à travers le monde en 2012 (Figure 1 et Tableau 1).

3.1.1. États-Unis d'Amérique

En 2012, les États-Unis d'Amérique (É-U) avaient quatre projets industriels en opération.

Le premier a été inauguré en 1972 dans l'État du Texas : « *Val Verde Natural Gas Plant* ». Ce projet

capte, par précombustion, le CO₂ émis par plusieurs usines de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est ensuite transporté par pipeline sur 132 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injecte 1,3 millions de tonnes de CO₂ par an. [7]

Le deuxième a débuté en 1982 dans l'État de l'Oklahoma : « *Enid Fertilizer CO₂-EOR Project* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de fabrication de fertilisants à l'azote. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 225 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injecte 680 000 tonnes de CO₂ par an. [7]

Le troisième a commencé en 1986 dans l'État du Wyoming : « *Shute Creek Gas Processing Facility* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 190 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injecte sept millions de tonnes de CO₂ par an. [7]

Le quatrième a été lancé en 2010 dans l'État du Texas : « *Century Plant* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 256 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injecte actuellement cinq millions de tonnes de CO₂ par an. À partir de la fin de l'année 2012, 8,5 millions de tonnes de CO₂ devaient être injectées annuellement. [7]

3.1.2. Norvège

En 2012, la Norvège avait deux projets industriels en opération. Tous les deux étaient en milieu offshore.

Le premier a été inauguré en 1996 au large de la Mer du Nord : « *Sleipner* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une plateforme gazière qui, entre autres, traite du gaz naturel. Le CO₂ capté est injecté dans un aquifère salin profond situé au-dessus de la formation géologique productrice de gaz naturel. Le projet injecte un million de tonnes

de CO₂ par an. À partir de 2014, 1,2 millions de tonnes de CO₂ seront injectées annuellement. Lors de son lancement, il s'agissait de la première opération industrielle de séquestration géologique du CO₂ à des fins environnementales au monde, c'est-à-dire dans le but de réduire les émissions de CO₂ pour lutter contre les changements climatiques. Un incitatif particulièrement puissant a d'ailleurs contribué à la concrétisation de ce projet. En effet, une taxe variant, suivant les secteurs industriels, entre 89 et 345 couronnes norvégiennes par tonne de CO₂ émise dans l'atmosphère est en vigueur en Norvège depuis le début des années 1990. [7, 8, 9]

Le second a débuté en 2008 au large de la Mer de Barents : « *Snøhvit CO₂ Injection* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 152 kilomètres depuis le continent vers la mer avant d'être injecté dans un aquifère salin profond situé sous le fond marin. Le projet injecte 700 000 tonnes de CO₂ par an. [7]

3.1.3. Canada

En 2012, le Canada n'avait qu'un seul projet industriel en fonction. Il a commencé en 2000 dans la province de Saskatchewan : « *Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de gazéification de charbon située dans l'État du Dakota du Nord aux É.-U. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 315 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole au Canada. Le projet injecte trois millions de tonnes de CO₂ par an. De 2000 à 2011, ce projet commercial a eu une composante scientifique. En effet, un programme de recherche international, sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie, l'« *IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project* », y a eu lieu. Le but était de tirer parti de cette opération industrielle pour étudier comment une opération de récupération assistée de pétrole avec du CO₂ pouvait être mise à profit pour stocker à long terme le CO₂ injecté. L'année 2012 a été celle de l'analyse des données recueillies et de la rédaction d'un guide de bonnes

pratiques pour les futurs projets de CSC. Ce document a été rendu public fin novembre 2012. [7, 8, 10, 11]

3.1.4. Algérie

En 2012, l'Algérie n'avait qu'un seul projet industriel en fonction. Il a été lancé en 2004 : « *In Salah CO₂ Storage* ». Ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 14 kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le projet injecte un million de tonnes de CO₂ par an. Le projet, mené par BP, StatoilHydro et Sonatrach, cherche, entre autres, à démontrer que la séquestration géologique du CO₂ est sûre ainsi qu'économiquement et environnementalement viable. [7, 12]

3.2. Projets pilotes

En 2012, 14 projets pilotes étaient en opération à travers le monde (Figure 2 et Tableau 2).

3.2.1. Union européenne

Dans l'Union européenne, quatre projets pilotes étaient en opération en 2012.

Le premier a été inauguré en 2002 aux Pays-Bas : « *CRUST project* ». Depuis 2004, ce projet capte, par précombustion, le CO₂ émis par une plateforme gazière qui, entre autres, traite du gaz naturel en Mer du Nord. Le CO₂ capté est injecté sous la plateforme dans le réservoir géologique d'où le gaz naturel est produit. Cela est une première mondiale. L'objectif est d'injecter 20 000 tonnes de CO₂ par an. Ce projet a été lancé par le gouvernement néerlandais pour, entre autres, réaliser un inventaire des sites de séquestration, étudier les aspects environnementaux et légaux ainsi que pour comprendre les possibilités de réutilisation du CO₂. [13, 14]

Le deuxième a débuté en 2004 en Allemagne : « *Ketzin Pilot Site* ». Depuis 2008, du CO₂, acheté à un prestataire, est transporté jusqu'au site d'injection par camion où il est conservé dans deux réservoirs extérieurs avant d'être injecté dans un aquifère salin

profond. De nombreuses techniques de monitoring sont déployées et testées dans le cadre de ce projet par différentes équipes européennes. En mai 2012, le projet avait déjà stocké 61 000 tonnes de CO₂, l'objectif initial étant d'injecter au total 60 000 tonnes. Le projet devrait perdurer jusqu'en 2020. De nombreux partenaires participent à ce projet qui est soutenu financièrement, entre autres, par l'Union européenne et le gouvernement allemand. [15, 16, 17]

Le troisième a commencé en 2009 en Norvège : « *CO₂ Field Lab project* ». Ce projet se focalise sur la sécurité des sites de séquestration géologique du CO₂, en particulier sur le monitoring du CO₂ en profondeur. Pour ce faire, de très faibles quantités (quelques centaines de tonnes) de CO₂ sont injectées dans des grès à des profondeurs variant entre 20 et 300 mètres. L'objectif est, entre autres, de développer de nouvelles techniques et méthodologies de monitoring. Ce projet est financé, entre autres, par les gouvernements français et norvégiens. [18, 19]

Le quatrième a été lancé en 2010 en France : « *Pilote industriel de Lacq* ». Ce projet capte, par oxycombustion, le CO₂ émis par une unité de production de vapeur. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 27 kilomètres avant d'être injecté dans un ancien réservoir de gaz naturel épuisé. Le projet a pour objectif de stocker 120 000 tonnes de CO₂ en deux ans. Le coût du projet est de 60 millions d'euros. Il est intégralement financé par Total qui y voit, notamment, un moyen de parfaire son expertise en la matière. En décembre 2012, seulement 48 000 tonnes de CO₂ auraient été injectées. De plus, Total s'apprêterait à arrêter définitivement l'injection début 2013 avant de commencer à faire un suivi post-injection du site pendant trois ans. [8, 20, 21]

3.2.2. Australie

En 2012, un seul projet pilote était en opération en Australie. Il a été inauguré en 2005 : « *CO₂CRC Otway Project* ». Depuis 2008, ce projet extrait en profondeur du gaz riche en CO₂ (80% CO₂, 20% CH₄). Ce flux gazeux est transporté par pipeline sur deux kilomètres avant d'être injecté dans un ancien réservoir de gaz naturel épuisé. En 2010, le projet avait

déjà stocké 65 000 tonnes de gaz riche en CO₂. En février 2010, un nouveau puits d'injection a été foré dans le but de faire également des injections dans une formation saline. Le coût du projet est de 40 millions de dollars australiens. Tout un éventail de technologies de surveillance et de contrôle y est déployé et mis au point. Le projet est censé exister jusqu'en 2015 minimalement. Le projet est coordonné par CO2CRC, l'organisation de recherche collaborative australienne sur la séquestration géologique du CO₂. Dans le cadre d'un partenariat, plusieurs institutions de recherche, plusieurs universités ainsi que plusieurs industries d'Australie et de Nouvelle-Zélande prennent part au projet. De plus, plusieurs autres pays, dont les É-U et le Canada, font également partie du projet. Ce dernier est financé par plusieurs entités dont les membres du CO2CRC, le gouvernement fédéral australien, le gouvernement de l'État de Victoria où se situe le projet ainsi que le *U.S. Department of Energy*. [22, 23]

3.2.3. Brésil

Le Brésil n'avait qu'un seul projet pilote en opération en 2012. Il a débuté en 2007 : « *Petrobras Miranga CO₂ injection* ». Depuis 2009, ce projet injecte dans un aquifère salin profond 400 tonnes de CO₂ par jour. Petrobras, l'entreprise à l'origine de ce projet, souhaite mettre à profit ses 15 années d'expérience dans la récupération assistée de pétrole pour développer une vision à long terme du stockage géologique du CO₂. [24, 25]

3.2.4. Chine

En 2012, la Chine avait trois projets pilotes en opération.

Le premier a commencé en 2009 : « *Jilin Oil Field EOR Project (pilot phase)* ». Ce projet capte 200 000 tonnes par an de CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté est utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Lors de son lancement, ce projet était le premier projet de récupération assistée de pétrole chinois. Par la suite, un projet industriel pourrait prendre le relais en 2015.

Il capterait, par précombustion, et injecterait 800 000 tonnes de CO₂ par an. [7, 26]

Le deuxième a été lancé en 2010 : « *Shenhua Ordos CTL Project (pilot phase)* ». En août 2012, ce projet avait déjà injecté plus de 40 000 tonnes de CO₂ dans aquifère salin profond en quinze mois. L'objectif est d'injecter 300 000 tonnes de CO₂ d'ici juin 2014. Par la suite, un projet industriel pourrait prendre le relais en 2020 et injecter, par an, entre un et deux millions de tonnes de CO₂ capté, par précombustion, sur une usine de liquéfaction de charbon. [27]

Le troisième a été inauguré en 2010 : « *Sinopec Shengli PCC (pilot phase)* ». Ce projet capte une fraction du CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon, soit 40 000 tonnes de CO₂ par an. Le CO₂ capté est utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Par la suite, un projet industriel pourrait prendre le relais en 2017. Il capterait, en postcombustion, et injecterait un million de tonnes de CO₂ par an. [28, 29]

3.2.5. États-Unis d'Amérique

Les É-U avaient deux projets pilotes en opération en 2012.

Le premier a débuté en 2011 dans l'État de l'Alabama : « *Southern Company's Plant Barry* ». Depuis août 2012, ce projet capte, en postcombustion, une fraction du CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur 19 kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. L'objectif est de stocker entre 100 000 et 150 000 tonnes de CO₂ par an pendant deux ans. Fin août 2012, plus de 2 000 tonnes de CO₂ avaient déjà été injectées. Le coût du projet est d'environ 110 millions de dollars américains. Le *U.S. Department of Energy* y a investi 77 millions de dollars américains. Les objectifs de ce projet sont diversifiés. Entre autres, il permettra de déterminer plusieurs caractéristiques géologiques, d'évaluer l'intégration de la technologie sur une centrale de production d'électricité au charbon et de tester des méthodes de monitoring du CO₂ injecté. [30, 31]

Le deuxième a commencé en 2011 dans l'État de l'Illinois : « *Illinois Basin-Decatur Project* ». Ce projet capte, par séparation industrielle des gaz produits, du CO₂ émis par une usine de production d'éthanol. Le CO₂ capté est transporté par pipeline sur une courte distance avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Fin 2012, plus de 317 000 tonnes de CO₂ avaient déjà été injectées. L'objectif est d'injecter un million de tonnes de CO₂ en trois ans. Le coût du projet est de 208 millions de dollars américains. Il est financé, entre autres, par le *U.S. Department of Energy*. Un des objectifs est de voir quelles sont les performances réelles d'un projet de séquestration géologique du CO₂ d'une telle envergure. [32, 33]

Il faut souligner également qu'un projet pilote a été conduit dans l'État de la Virginie-Occidentale entre 2009 et 2011 : « *Mountaineer pilot* ». Ce projet captait, en postcombustion, une fraction du CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon avant de l'injecter dans un aquifère salin profond situé juste en dessous de l'installation. Près de 40 000 tonnes de CO₂ ont ainsi été stockées. Ce projet, conduit par *American Electric Power* et financé en partie par le *U.S. Department of Energy*, devait précéder un projet de taille industrielle installé sur la même centrale. Toutefois, pour diverses raisons économiques et politiques, la phase industrielle a été annulée en 2011. [34, 35]

3.2.6. Canada

En 2012, le Canada avait deux projets pilotes en opération.

Le premier a été lancé en 2004 en Alberta : « *Zama CO₂ EOR Pilot Project* ». Ce projet utilise un flux gazeux, capté par précombustion sur une usine de traitement de gaz naturel, composé de CO₂ et de H₂S pour faire de la récupération assistée de pétrole. Ce projet a reçu le soutien du gouvernement fédéral canadien à hauteur de 3,1 millions de dollars canadiens ainsi que du gouvernement albertain de l'ordre de cinq millions de dollars canadiens. Un des objectifs de ce projet est d'élaborer des protocoles de surveillance, de notification et de vérification pour s'assurer que le

CO₂ injecté dans le cadre d'un tel projet reste bien dans le réservoir au sein duquel il est injecté. [36]

Le deuxième a été inauguré en 2012 en Saskatchewan : « *Husky Energy CO₂ Capture and Liquefaction Project* ». Ce projet récupère le CO₂ émis par une usine de production d'éthanol ; le CO₂ étant un sous-produit du procédé de fermentation utilisé. Le CO₂ capté est transporté par camion avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. L'objectif est d'injecter environ 100 000 tonnes de CO₂ par an. Ce projet a reçu le soutien financier, entre autres, du gouvernement fédéral canadien qui y a investi 14,5 millions de dollars canadiens. [37]

3.2.7. État d'Israël

En 2012, l'État d'Israël n'avait qu'un seul projet pilote en opération depuis le milieu de l'année : « *Heletz Deep Injection Experiment* ». Ce projet fait partie intégrante du projet européen MUSTANG (« *A Multiple Space and Time scale Approach for the quantification of deep saline formations for CO₂ storage* »). Ce projet pilote ne vise pas à injecter définitivement une certaine quantité de CO₂, mais à faire des essais d'injection et de pompage, entre deux puits, de faibles quantités de CO₂ (moins de 1 000 tonnes) dans un réservoir de pétrole épuisé. La majorité du CO₂ injectée doit d'ailleurs être récupérée. Ces différents tests devaient commencer à la mi-2012. Toutefois, aucune information récente n'est disponible. Les principaux objectifs de ce projet sont de trouver une façon optimale de caractériser les propriétés *in situ* des roches contenant du CO₂, incluant le piégeage résiduel et par dissolution, afin d'étudier l'hétérogénéité du milieu par l'étude des fractures afin d'analyser les risques de fuites. [38]

4. Projets en construction

4.1. Projets industriels

Neuf projets industriels étaient en construction à travers le monde au cours de l'année 2012 (Figure 1 et Tableau 1).

4.1.1. États-Unis d'Amérique

En 2012, les É-U avaient quatre projets industriels en construction.

Le premier devait débuter fin 2012 dans l'État du Texas : « *Air Products Steam Methane Reformer EOR Project* ». Ce projet captera, en postcombustion, le CO₂ émis par deux unités de production d'hydrogène situées dans une raffinerie. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur environ 150 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injectera un million de tonnes de CO₂ par an. Le coût du projet est de 430 millions de dollars américains. Le projet a reçu une subvention du *U.S. Department of Energy* de 284 millions de dollars américains. [7, 33, 39]

Le deuxième devrait entrer en fonction début 2013 dans l'État du Wyoming : « *Lost Cabin Gas Plant* ». Ce projet captera, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur 370 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injectera un million de tonnes de CO₂ par an. [7]

Le troisième devrait commencer en 2013 dans l'Illinois : « *Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project* ». Il s'agit de la phase subséquente du projet intitulé « *Illinois Basin-Decatur Project* » (voir la section 3.2.5) Ce projet captera, par séparation industrielle des gaz produits, le CO₂ émis par une usine de production d'éthanol. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur deux kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond pendant deux ans et demi. Par la suite, d'autres options de stockage seront évaluées, notamment celle de la récupération assistée de pétrole. Le projet injectera un million de tonnes de CO₂ par an. Il a reçu un soutien

financier, entre autres, du *U.S. Department of Energy* de 99 millions de dollars américains. [7, 40]

Le quatrième devrait être lancé en 2014 au Mississippi : « *Kemper County IGCC Project* ». Ce projet captera, par précombustion, le CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur 75 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injectera 3,5 millions de tonnes de CO₂ par an. Ce projet a reçu une subvention du *U.S. Department of Energy* de 270 millions de dollars américains. [7, 41]

Même si la suite qui sera donnée au projet « *FutureGen 2.0 Oxy-Combustion Large Scale Test* » n'est toujours pas décidée, il paraît nécessaire d'évoquer ce projet. En effet, il a été lancé en 2003 par le gouvernement fédéral américain sous le nom de « *FutureGen* ». Il devait alors incarner le concept américain de « *clean coal* », c'est-à-dire la production d'électricité par combustion de charbon sans émission de gaz à effet de serre. Dans le même temps, il devait être le projet phare du *U.S. Department of Energy* en matière de CSC. Toutefois, le projet a connu une escalade de ses coûts et a failli être abandonné. En 2010, il a été profondément modifié et relancé par le gouvernement fédéral américain subséquent. Ce dernier lui a alors octroyé une nouvelle enveloppe budgétaire d'un milliard de dollars américains. Le projet est également financé, depuis l'origine, par plusieurs entreprises privées. D'ailleurs, une alliance industrielle entre plusieurs partenaires privés supervise le projet. À l'heure actuelle, le projet devrait prendre vie dans l'État de l'Illinois. L'objectif est de capter, par oxycombustion, le CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon existante qui devrait être modernisée. Le CO₂ capté serait transporté par pipeline sur environ 300 kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le projet injecterait plus d'un million de tonnes de CO₂ par an. Le projet, s'il est confirmé, devrait entrer en opération en 2017. [42, 43, 44, 45, 46, 47]

4.1.2. Canada

Le Canada avait quatre projets industriels en construction en 2012. Il faut souligner d'ailleurs que le gouvernement de la province de l'Alberta a créé un fonds de deux milliards de dollars canadiens pour financer des projets de CSC. [48]

Le premier devrait être inauguré en 2014 dans la province de la Saskatchewan : « *Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project* ». Ce projet captera, en postcombustion, le CO₂ émis par une centrale de production d'électricité au charbon suite à la rénovation d'une unité datant de 1968. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur environ 100 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. De plus, une faible partie du CO₂ sera fournie au projet pilote *Aquistore* (voir la section 4.2.1). Le projet injectera un million de tonnes de CO₂ par an. Le coût total du projet est de 1,2 milliards dollars canadiens (incluant le coût de rénovation de la centrale). Le projet est réalisé dans le cadre d'un partenariat entre les gouvernements fédéral canadien, de la Saskatchewan, SaskPower et l'industrie privée. [7, 49]

Le deuxième devrait commencer en 2014 dans la province de l'Alberta : « *Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO₂ Steam* ». Ce projet captera, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de fabrication de fertilisants. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline (via le *Alberta Carbon Trunk Line*) sur environ 240 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injectera jusqu'à 590 000 tonnes de CO₂ par an. Le *Alberta Carbon Trunk Line* est un projet de pipeline de CO₂ mutualisé de 240 kilomètres. Il collectera également le CO₂ provenant du projet « *North West Sturgeon Refinery CO₂ Stream* ». Il a été conçu pour pouvoir recevoir d'autres flux de CO₂, provenant d'autres projets éventuels, le cas échéant. [7, 50]

Le troisième devrait être lancé en 2015 dans la province de l'Alberta : « *Quest* ». Ce projet captera, par précombustion, le CO₂ émis par trois unités de production d'hydrogène situées sur un *upgrader* de bitume issu des sables bitumineux permettant de

transformer ce dernier en pétrole synthétique. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur 84 kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le projet stockera plus d'un million de tonnes de CO₂ par an. Le gouvernement albertain a investi 745 millions de dollars canadiens dans le projet. De son côté, le gouvernement fédéral y a investi 120 millions de dollars canadiens. L'entreprise, Shell, a dû être incitée à concrétiser ce projet notamment par l'existence de la bourse du carbone albertaine ainsi que par d'éventuelles futures normes sur l'intensité en carbone des combustibles fossiles importés dans des juridictions comme la Californie ou l'Union européenne. [7, 51, 52, 53]

Le quatrième devrait être inauguré en 2016 dans la province de l'Alberta : « *Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with North West Sturgeon Refinery CO₂ Stream* ». Ce projet captera, par précombustion, le CO₂ émis par un *upgrader* de bitume situé au sein d'une nouvelle raffinerie de pétrole. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline (via le *Alberta Carbon Trunk Line*) sur 240 kilomètres avant d'être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole. Le projet injectera plus d'un million de tonnes de CO₂ par an. [7, 54]

4.1.3. Australie

L'Australie n'avait qu'un seul projet industriel en construction en 2012. Il devrait débuter en 2015 : « *Gorgon Carbon Dioxide Injection Project* ». Ce projet captera, par précombustion, le CO₂ émis par une usine de traitement de gaz naturel. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur environ sept kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le projet stockera jusqu'à plus de quatre millions de tonnes de CO₂ par an pendant 40 ans. Le coût de la partie CSC de ce projet gazier d'envergure est de deux milliards de dollars australiens. Le coût de l'intégralité du projet gazier est de 43 milliards de dollars australiens. La concrétisation de ce projet a été rendue possible avec l'entrée en vigueur, en Australie, à l'été 2012, d'une taxe de 23 dollars australiens par tonne de CO₂ émise dans l'atmosphère. [7, 55, 56]

4.2. Projets pilotes

Trois projets pilotes étaient en construction à travers le monde au cours de l'année 2012 (Figure 2 et Tableau 2).

4.2.1. Canada

En 2012, le Canada n'avait qu'un seul projet pilote en construction. Il devrait commencer à injecter du CO₂ en 2013 dans la province de la Saskatchewan : « *Aquistore* ». Ce projet utilisera une fraction du CO₂ capté, en postcombustion, sur une centrale de production d'électricité au charbon, pour le projet « *Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project* » (voir section 4.1.2). Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur moins de deux kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le projet a, pour l'instant, reçu 23 millions de dollars canadiens de divers partenaires, dont 19 millions du gouvernement fédéral canadien et du gouvernement saskatchewanais. D'autres sources de financement sont actuellement recherchées. Le projet stockera un peu moins d'un million de tonnes de CO₂ par an. Les objectifs de ce projet sont, entre autres, de démontrer que la séquestration géologique du CO₂ dans un aquifère salin est sécuritaire, qu'elle constitue une option réaliste pour réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère et de développer de meilleures méthodes et technologies pour réaliser le monitoring du CO₂ injecté. [57, 58, 59]

4.2.2. Japon

Le Japon, en 2012, n'avait qu'un seul projet pilote en construction. Il a été lancé en 2012 : « *Tomakomai CCS Demonstration Project* ». Ce projet commencera à injecter du CO₂ en 2016 et durera jusqu'en 2020. Le projet captera, en postcombustion, le CO₂ émis par une unité de production d'hydrogène située dans une raffinerie. Le CO₂ capté sera transporté par pipeline sur quelques kilomètres depuis le continent vers la mer avant d'être injecté dans un

aquifère salin profond situé sous le fond marin. Le projet stockera environ 100 000 tonnes de CO₂ par an. [60, 61]

Il faut souligner également que le Japon a conduit un projet pilote de 2003 à 2005 : « *Nagaoka Project* ». Similaire au projet pilote « *Ketzin Pilot Site* » (voir la section 3.2.1) au niveau des installations utilisées, 10 400 tonnes de CO₂, fournies par un prestataire, ont été injectées dans un aquifère salin profond. Les objectifs de ce projet étaient, entre autres, d'étudier le comportement du CO₂ pendant et après son injection dans l'aquifère, de comprendre la stabilité à long terme du CO₂ dans l'aquifère et d'estimer le potentiel ainsi que les coûts de la séquestration géologique du CO₂. [60, 62, 63]

4.2.3. États-Unis d'Amérique

En 2012, les É-U avaient un seul projet pilote en construction. Lancé en 2011, il devrait entrer en fonction en 2013 dans l'État du Montana : « *Kevin Dome Large Scale Storage Project* ». Ce projet extraira en profondeur du CO₂. Le gaz sera transporté par pipeline sur 10 kilomètres avant d'être injecté dans un aquifère salin profond. Le coût total du projet est d'environ 85 millions de dollars américains. Il est financé par le *U.S. Department of Energy* ainsi que par des partenaires privés. Le projet stockera un million de tonnes de CO₂ en quatre ans. L'objectif premier est d'évaluer le potentiel de l'aquifère salin pour la séquestration géologique du CO₂. [64, 65]

5. Tableaux récapitulatifs

5.1. Projets industriels

Tableau 1 – Projets industriels de séquestration géologique du CO₂.

Nom du projet	Pays	Année	Statut	Procédé de captage	Source du CO ₂	Type de stockage	Volume (Mt/an)
Val Verde Natural Gas Plant	États-Unis	1972	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Récupération assistée de pétrole	1,3
Enid Fertilizer CO ₂ -EOR Project	États-Unis	1982	Opération	Précombustion	Fabrication de fertilisants à l'azote	Récupération assistée de pétrole	0,68
Shute Creek Gas Processing Facility	États-Unis	1986	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Récupération assistée de pétrole	7
Century Plant	États-Unis	2010	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Récupération assistée de pétrole	5 puis 8,5
Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	États-Unis	2012	Construction	Postcombustion	Production d'hydrogène	Récupération assistée de pétrole	1
Lost Cabin Gas Plant	États-Unis	2013	Construction	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Récupération assistée de pétrole	1
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project	États-Unis	2013	Construction	Séparation industrielle	Production d'éthanol	Aquifère salin profond (au début)	1
Kemper County IGCC Project	États-Unis	2013	Construction	Précombustion	Production d'électricité au charbon	Récupération assistée de pétrole	3,5
Sleipner	Norvège	1996	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Aquifère salin profond	1 puis 1,2
Snøhvit CO ₂ Injection	Norvège	2008	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Aquifère salin profond	0,7
Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project	Canada	2000	Opération	Précombustion	Gazéification de charbon	Récupération assistée de pétrole	3
Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project	Canada	2014	Construction	Postcombustion	Production d'électricité au charbon	Récupération assistée de pétrole	1

Projet INRSCO2-2012-V5.3 – État de la situation des projets de captage et de séquestration géologique de CO₂ à travers le monde.

Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO ₂ Steam Quest	Canada	2014	Construction	Précombustion	Fabrication de fertilisants	Récupération assistée de pétrole	0,59
	Canada	2015	Construction	Précombustion	Production d'hydrogène	Aquifère salin profond	1
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with North West Sturgeon Refinery CO ₂ Stream	Canada	2016	Construction	Précombustion	Upgradeur de bitume	Récupération assistée de pétrole	1
In Salah CO ₂ Storage	Algérie	2004	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Aquifère salin profond	1
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australie	2015	Construction	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Aquifère salin profond	4

5.2. Projets pilotes

Tableau 2 – Projets pilotes de séquestration géologique du CO₂.

Nom du projet	Pays	Année	Statut	Procédé de captage	Source du CO ₂	Type de stockage	Volume (Mt/an)
CRUST project	Pays-Bas	2002	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Réservoir géologique d'où le gaz naturel est produit	0,02
Ketzin Pilot Site	Allemagne	2004	Opération	Aucun	Achat auprès d'un prestataire	Aquifère salin profond	0,015
CO ₂ Field Lab project	Norvège	2009	Opération	Aucun	Inconnue	Grès (profondeurs variant entre vingt et trois cents mètres)	Très faibles quantités
Pilote industriel de Lacq	France	2010	Opération	Oxycombustion	Production de vapeur	Ancien réservoir de gaz naturel épuisé	0,12
CO2CRC Otway Project	Australie	2005	Opération	Aucun	Formation géologique	Ancien réservoir de gaz naturel épuisé	0,032
Petrobras Miranga CO ₂ injection	Brésil	2007	Opération	Inconnu	Inconnue	Aquifère salin profond	0,15
Jilin Oil Field EOR Project (pilot phase)	Chine	2009	Opération	Inconnu	Traitement de gaz naturel	Récupération assistée de pétrole	0,2

Projet INRSCO2-2012-V5.3 – État de la situation des projets de captage et de séquestration géologique de CO₂ à travers le monde.

Shenhua Ordos CTL Project (pilot phase)	Chine	2010	Opération	Inconnu	Inconnue	Aquifère salin profond	0,075
Sinopec Shengli PCC (pilot phase)	Chine	2010	Opération	Inconnu	Production d'électricité au charbon	Récupération assistée de pétrole	0,04
Southern Company's Plant Barry	États-Unis	2011	Opération	Postcombustion	Production d'électricité au charbon	Aquifère salin profond	Entre 0,1 et 0,15
Illinois Basin-Decatur Project	États-Unis	2011	Opération	Séparation industrielle	Production d'éthanol	Aquifère salin profond	0,333
Mountaineer pilot	États-Unis	2009	Terminé	Postcombustion	Production d'électricité au charbon	Aquifère salin profond	0,04 en 2 ans
Kevin Dome Large Scale Storage Project	États-Unis	2013	Construction	Aucun	Formation géologique	Aquifère salin profond	0,25
Zama CO ₂ EOR Pilot Project	Canada	2004	Opération	Précombustion	Traitement de gaz naturel	Récupération assistée de pétrole	Inconnu
Husky Energy CO ₂ Capture and Liquefaction Project	Canada	2012	Opération	Inconnu	Production d'éthanol	Récupération assistée de pétrole	0,1
Aquistore	Canada	2013	Construction	Postcombustion	Production d'électricité au charbon	Aquifère salin profond	1
Heletz Deep Injection Experiment	Israël	2012	Opération	Inconnu	Inconnue	Réservoir de pétrole épuisé	Très faibles quantités
Tomakomai CCS Demonstration Project	Japon	2016	Construction	Postcombustion	Production d'hydrogène	Aquifère salin profond	0,1
Nagaoka Project	Japon	2003	Terminé	Aucun	Achat auprès d'un prestataire	Aquifère salin profond	0,0104 en 2 ans

6. Cartes

6.1. Projets industriels

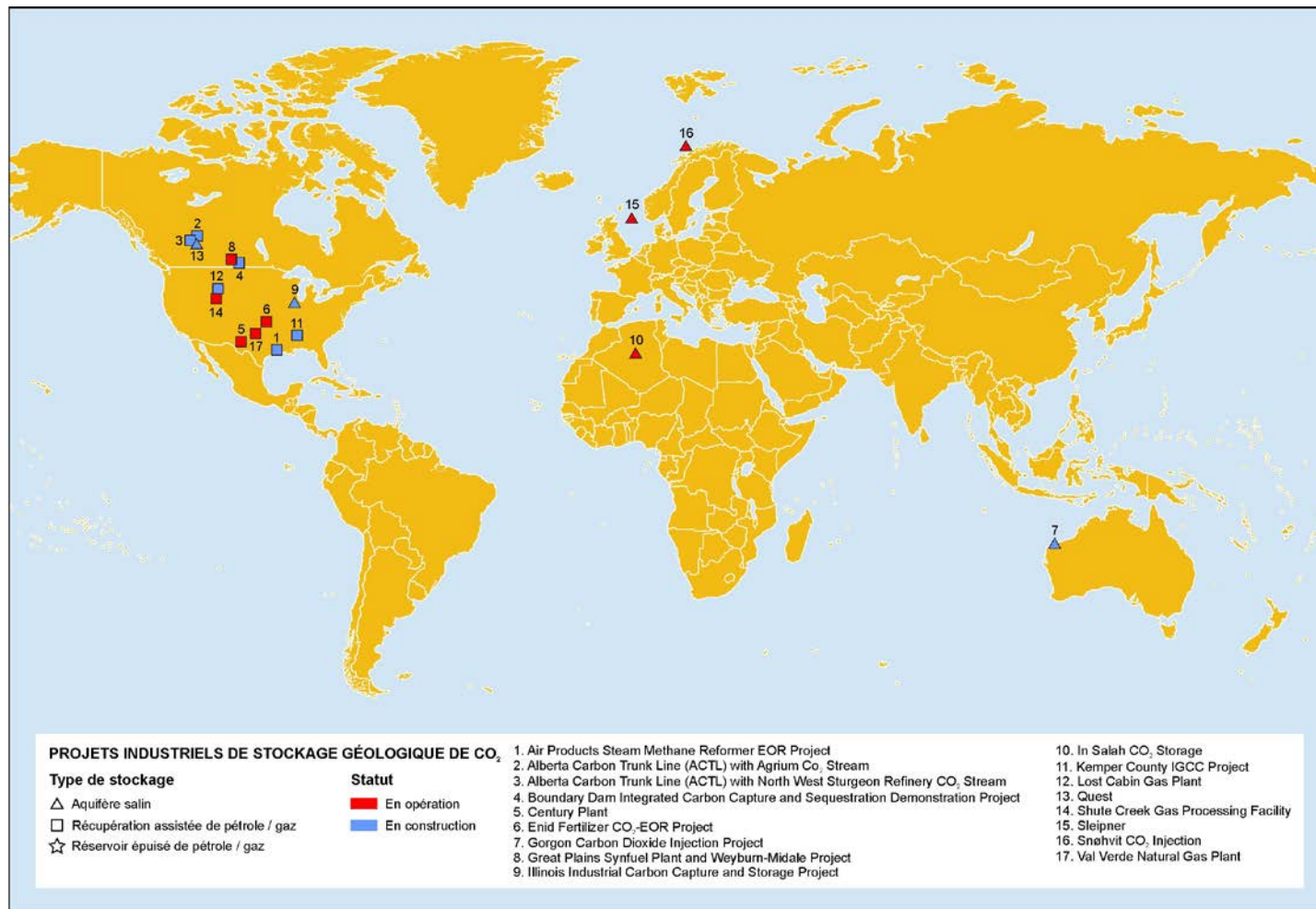


Figure 1 – Projets industriels de séquestration géologique du CO₂, modifié de GCCSI [7].

6.2. Projets pilotes

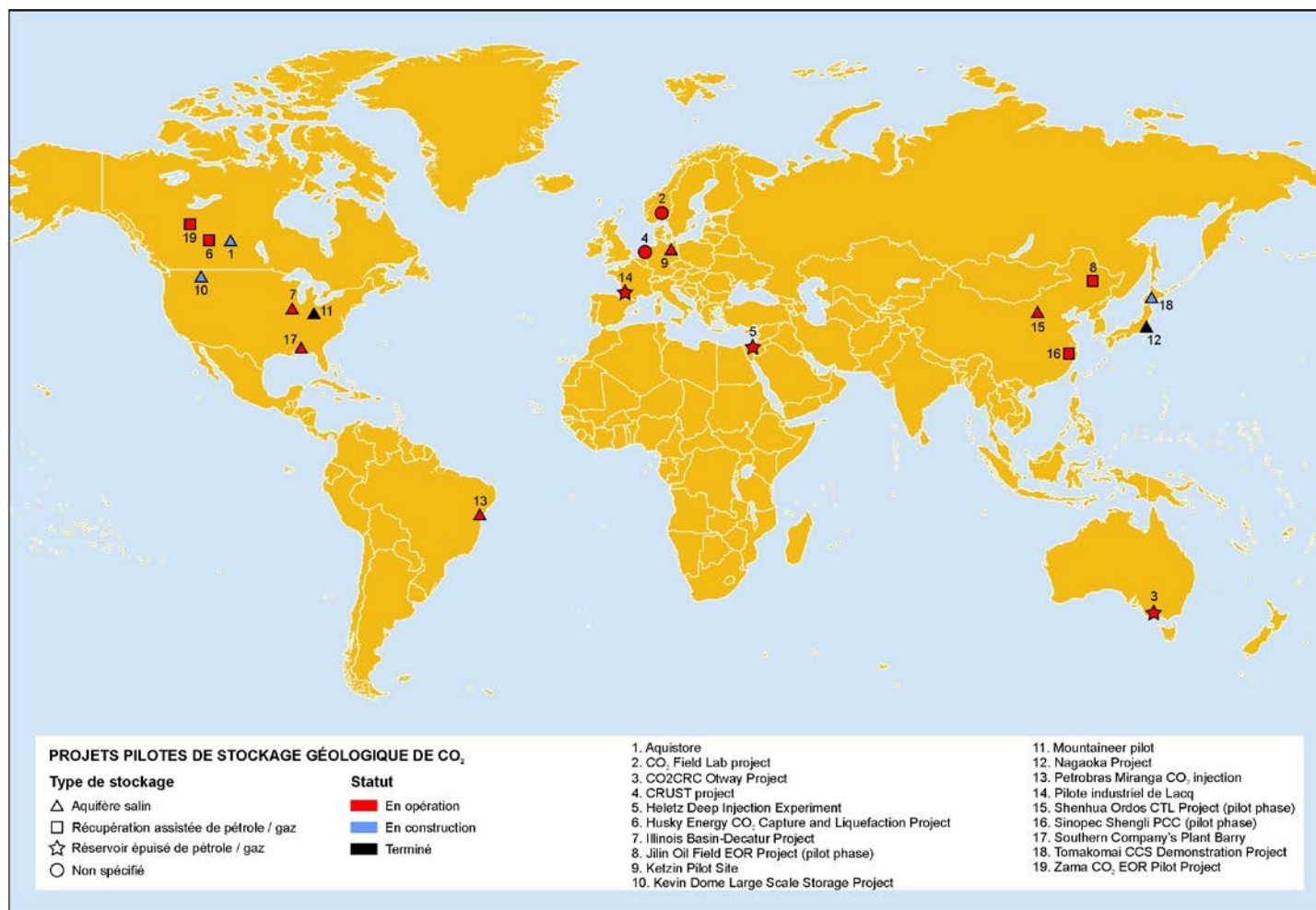


Figure 2 – Projets pilotes de séquestration géologique du CO₂, modifié de GCCSI [7].

6.3. Autres projets industriels à l'étude

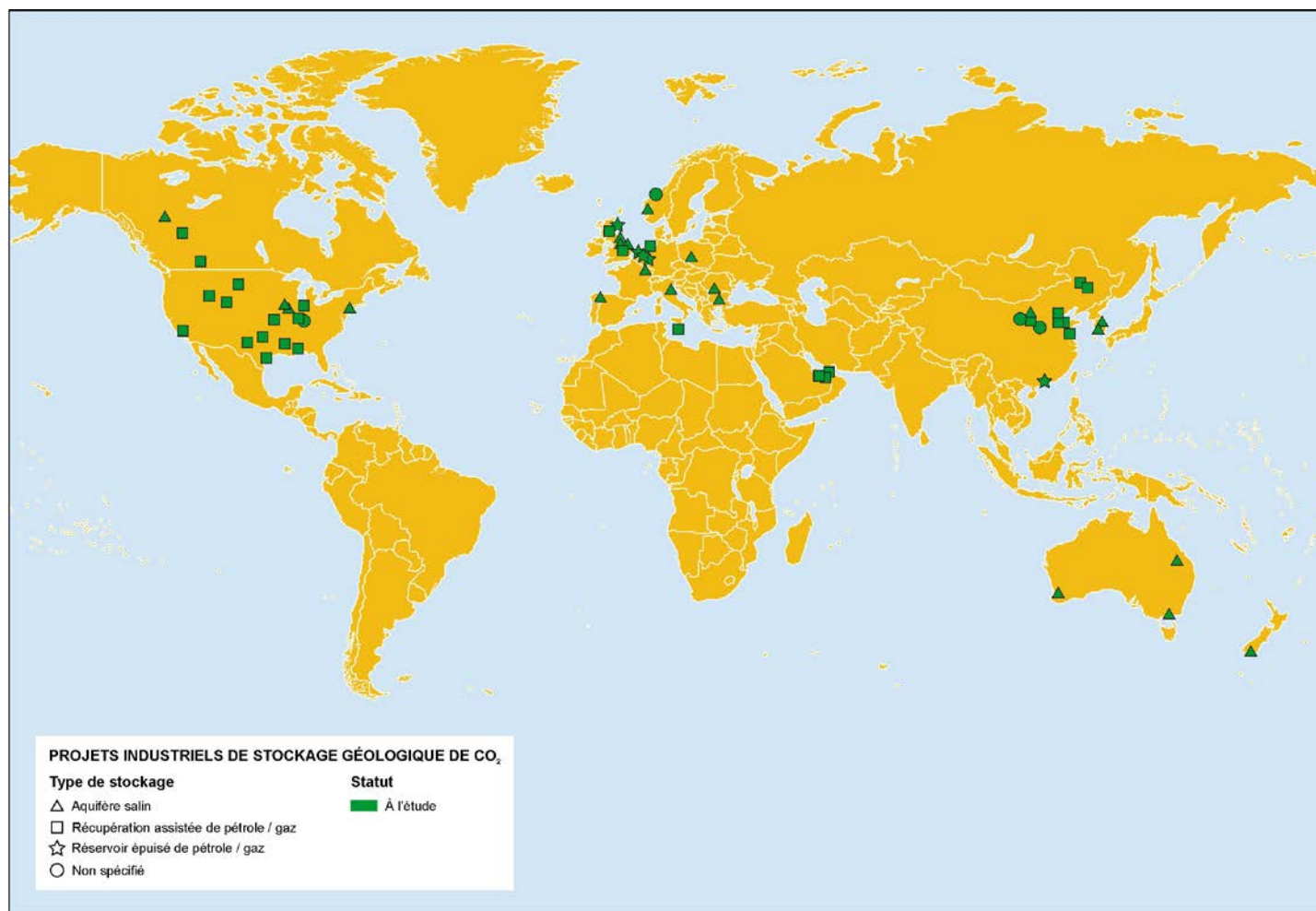


Figure 3 – Autres projets industriels de séquestration géologique du CO₂ à l'étude, modifié de GCCSI [7].

7. Références

- [1] *Bilan 2007 des changements climatiques. Contribution des Groupes de travail I, II et III au quatrième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.* Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2007). 103 pages.
- [2] *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2009 et évolution depuis 1990.* Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (2011). 20 pages.
- [3] *Technology Roadmaps - Carbon capture and storage.* International Energy Agency (2009). 46 pages. Disponible en ligne : www.iea.org/publications/freepublications/publication/CCS_Roadmap.pdf (consulté le 22 octobre 2012)
- [4] *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.* Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press (2005). 442 pages.
- [5] *Inventaire canadien des gaz à effet de serre pour l'année 2009.* Environnement Canada. Disponible en ligne : www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=8044859A-1 (consulté le 22 octobre 2012)
- [6] Moutenet, J.-P. *Le stockage géologique du CO₂ : proposition de directive.* Bulletin du Droit de l'Environnement Industriel, Supplément au numéro 18 (2008). 9 pages.
- [7] *The Global Status of CCS – 2012.* Global CCS Institute (2012). 218 pages. Disponible en ligne : www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012 (consulté le 22 octobre 2012)
- [8] *Capter et stocker le CO₂ dans le sous-sol.* BRGM Éditions (2007). 64 pages.
- [9] Sumner, J., Bird, L., Smith, H. *Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations.* National Renewable Energy Laboratory (2009). 38 pages. Disponible en ligne : www.nrel.gov/docs/fy10osti/47312.pdf (consulté le 22 octobre 2012)
- [10] *Weyburn-Midale CO₂ Project.* Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/weyburn-midale-co2-project (consultée le 22 octobre 2012)
- [11] Todoruk, C. *Saskatchewan's crowning achievement.* Leader Post (20 octobre 2012). Disponible en ligne : www.leaderpost.com/technology/Saskatchewan+crowning+achievement/7419758/story.html (consulté le 21 octobre 2012)
- [12] *In Salah CO₂ Storage.* Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/12361 (consultée le 22 octobre 2012)
- [13] *The CRUST project.* Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/the-crust-project (consultée le 22 octobre 2012)
- [14] *K12-B CO₂ Injection Project.* GDF SUEZ, TNO (2012). Site internet disponible à l'adresse : www.k12-b.nl (consulté le 22 octobre 2012)
- [15] *Visite du pilote du projet de recherche européen CO₂SINK situé à Ketzin.* Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ (2010). Page internet disponible à l'adresse : http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/ketzin_fr (consultée le 22 octobre 2012)
- [16] *Ketzin.* Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/co2sink-ketzin (consultée le 22 octobre 2012)
- [17] *Pilot Site Ketzin.* CO₂MAN Research Project (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.co2ketzin.de/en/pilot-site-ketzin/summary.html (consultée le 22 octobre 2012)
- [18] *CO₂ field lab, Svelvik.* Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/co2-field-lab-svelvik (consultée le 22 octobre 2012)

-
- [19] *CO₂ Field Lab*. SINTEF (2011). 2 pages. Disponible en ligne : www.sintef.no/project/CO2_Field_Lab_Documents/CO2FieldLab_eng.pdf (consulté le 22 octobre 2012)
- [20] *Captage et stockage géologique de CO₂ : L'exemple industriel de Lacq*. Total (2009). 8 pages. Disponible en ligne : www.total.com/MEDIAS/MEDIAS_INFOS/3121/FR/TOTAL-CO2-FR-BasseDef.pdf (consulté le 22 octobre 2012)
- [21] G.C. Jurançon : *Total va vers un arrêt de l'injection de CO₂*. La République des Pyrénées (11 décembre 2012). Disponible en ligne : www.larepubliquedespyrenees.fr/2012/12/11/total-va-vers-un-arret-de-l-injection-de-co2_1109474.php (consulté le 12 décembre 2012)
- [22] *Visite du pilote d'Otway de CO2CRC en Australie*. Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ (2009). Page internet disponible à l'adresse : http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/otway_fr (consultée le 22 octobre 2012)
- [23] *CO2CRC Otway Storage Project*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/otway-project (consultée le 22 octobre 2012)
- [24] *Petrobras Miranga CO₂ injection*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/petrobras-ccs (consultée le 22 octobre 2012)
- [25] Dinoa, R., Le Gallo, Y. *CCS Project in Recôncavo Basin*. Energy Procedia **1**:2005–2011 (2009). 7 pages.
- [26] *Jilin Oilfield EOR*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/jilin-oilfield-eor (consultée le 22 octobre 2012)
- [27] *Shenhua Group CTL*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/shenhua-group-ctl (consultée le 22 octobre 2012)
- [28] *Sinopec Shengli PCC*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/sinopec-shengli-pcc (consultée le 22 octobre 2012)
- [29] *Sinopec Shengli Oil Field EOR Project*. Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/22967 (consultée le 22 octobre 2012)
- [30] Van Puyvelde, D. *Plant Barry - coal-fired power and CCS - up and running*. Global CCS Institute (14 novembre 2012). Disponible en ligne : www.globalccsinstitute.com/insights/authors/dennisvanpuyvelde/2012/11/14/plant-barry-coal-fired-power-and-ccs-and-running (consulté le 15 novembre 2012)
- [31] Aston, A. *Firing up first world's first coal-fired CCS plant: Five questions for Southern Company*. Global CCS Institute (6 juillet 2011). Disponible en ligne : www.globalccsinstitute.com/insights/authors/adamaston/2011/07/06/firing-first-world%E2%80%99s-first-coal-fired-ccs-plant-five-qu (consulté le 22 octobre 2012)
- [32] *Carbon Storage Partner Completes First Year of CO₂ Injection Operations in Illinois*. U.S. Department of Energy (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.fossil.energy.gov/news/techlines/2012/12056-Carbon_Storage_Partner_Completes_F.html (consultée le 20 novembre 2012)
- [33] Hallerman, T. *Two of DOE's industrial CCS projects nearing operations phase*. GHG Reduction Technologies, Exchange Monitor Publications (14 septembre 2012). Disponible en ligne : <http://ghgnews.com/index.cfm/two-of-doe28099s-industrial-ccs-projects-nearing-operations-phase> (consulté le 22 octobre 2012)
- [34] *Mountaineer*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/aep-alstom-mountaineer (consultée le 22 octobre 2012)
- [35] *AEP cancels CCS demo plans at Mountaineer plant*. Carbon Capture Journal (17 juillet 2011). Disponible en ligne : www.carboncapturejournal.com/displaynews.php?NewsID=818 (consulté le 22 octobre 2012)

Projet INRSCO2-2012-V5.3 – État de la situation des projets de captage et de séquestration géologique de CO₂ à travers le monde.

- [36] *Zama CO₂ EOR Pilot Project*. Zero Emission Resource Organisation (2012). Disponible en ligne : www.zeroco2.no/projects/zama-co2-eor-pilot-project (consulté le 22 octobre 2012)
- [37] *Canada's Husky Energy launches CCS and EOR project*. Carbon Capture Journal (20 mai 2012). Disponible en ligne : www.carboncapturejournal.com/displaynews.php?NewsID=949&PHPSESSID=hlevpjmfhqg35gfjc2h9n14st0 (consulté le 22 octobre 2012)
- [38] Niemi A , Bensabat J, Fagerlund F et al. *Small-Scale CO₂ Injection into a Deep Geological Formation at Heletz, Israel*. Energy Procedia **23**:504–511 (2012). 8 pages.
- [39] *Air Products Steam Methane Reformer EOR Project*. Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/12591 (consultée le 22 octobre 2012)
- [40] *Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project*. Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/12686 (consultée le 22 octobre 2012)
- [41] *Kemper County IGCC Project*. Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/12536 (consultée le 22 octobre 2012)
- [42] *FutureGen Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project*. MIT CC&ST Program (2012). Page internet disponible à l'adresse : <http://sequestration.mit.edu/tools/projects/futuregen.html> (consultée le 22 octobre 2012)
- [43] *FutureGen 2.0 Oxy-Combustion Large Scale Test*. Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/12341 (consultée le 22 octobre 2012)
- [44] *The Alliance*. FutureGen Industrial Alliance (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.futuregenalliance.org/the-alliance (consultée le 22 octobre 2012)
- [45] *DOE Announces Restructured FutureGen Approach to Demonstrate Carbon Capture and Storage Technology at Multiple Clean Coal Plants*. U.S. Department of Energy (30 janvier 2008). Disponible en ligne : www.fossil.energy.gov/news/techlines/2008/08003-DOE_Announces_Restructured_FutureG.html (consulté le 22 octobre 2012)
- [46] *Abraham and Dobriansky announce "FutureGen"*. U.S. Department of Energy (27 février 2003). Disponible en ligne : <http://energy.gov/management/february-27-2003-abraham-and-dobriansky-announce-futuregen> (consulté le 22 octobre 2012)
- [47] Hallerman, T. *ILL. Regulators approve 20-year power contract for FutureGen*. GHG Reduction Technologies, Exchange Monitor Publications (21 décembre 2012). Disponible en ligne : <http://ghgnews.com/index.cfm/ill-regulators-approve-20-year-power-contract-for-futuregen/> (consulté le 21 décembre 2012)
- [48] *Alberta launches \$2 billion CCS fund*. Carbon Capture Journal (10 juillet 2008). Disponible en ligne : www.carboncapturejournal.com/displaynews.php?NewsID=243&PHPSESSID=232 (consulté le 22 octobre 2012)
- [49] *Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration Project*. SaskPower (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.saskpower.com/our-power-future/work-currently-underway/boundary-dam-integrated-carbon-capture-and-storage-demonstration-project/ (consultée le 17 décembre 2012)
- [50] *Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO₂ Stream*. Global CCS Institute (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.globalccsinstitute.com/projects/22962 (consultée le 22 octobre 2012)
- [51] *CCS Major Initiatives*. Alberta Energy. Page internet disponible à l'adresse : www.energy.alberta.ca/Initiatives/1897.asp#Quest (consultée le 22 octobre 2012)

-
- [52] Quest. Shell (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.shell.ca/en/aboutshell/our-business-tpkg/business-in-canada/upstream/oil-sands/quest.html (consultée le 22 octobre 2012)
- [53] COLUMN-Shell CO₂ capture bets on emissions targets. REUTERS (7 septembre 2012). Disponible en ligne : www.reuters.com/article/2012/09/07/column-wynn-ccs-shell-idUSL6E8K64S420120907 (consulté le 10 septembre 2012)
- [54] North West Redwater Partnership Announces Sanction for the Construction of Phase 1 of the Sturgeon Refinery. North West Redwater Partnership (2012). 2 pages. Disponible en ligne : www.northwestupgrading.com/images/pdf/nwr_sanction_november_7_2012.pdf (consulté le 22 octobre 2012)
- [55] Gorgon CO₂ Injection Project. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/gorgon (consultée le 22 octobre 2012)
- [56] Hallerman, T. Australian Official: Gorgon CCS Project on Track to Start Injecting in 2015. GHG Reduction Technologies, Exchange Monitor Publications (26 octobre 2012). Disponible en ligne : <http://ghgnews.com/index.cfm/australian-official-gorgon-ccs-project-on-track-to-start-injecting-in-2015/> (consulté le 29 octobre 2012)
- [57] Hallerman, T. PTRC moves forward with Aquistore project. GHG Reduction Technologies, Exchange Monitor Publications (31 août 2012). Disponible en ligne : <http://ghgnews.com/index.cfm/ptrc-moves-forward-with-aquistore-project> (consulté le 22 octobre 2012)
- [58] Aquistore Project. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/aquistore-ccrl-refinery-in-regina (consultée le 22 octobre 2012)
- [59] Worth, K. Aquistore Saskatchewan's Deep Saline CO₂ Storage Research Project. Présentation faite dans le cadre du 4^{ème} Colloque de la Chaire sur la séquestration géologique du CO₂ - Les projets pilotes de captage, de transport et de stockage géologique du CO₂. Québec (19 avril 2012). Disponible en ligne : http://chaireco2.ete.inrs.ca/sites/chaireco2.ete.inrs.ca/files/Kyle_Worth_colloque_2012.pdf (consultée le 22 octobre 2012)
- [60] Mito-Adachi, S. *An Exciting Year for CCS in Japan*. Greenhouse Gas Sci Technol 2:323–324 (2012). 2 pages.
- [61] Abe, M., Saito, S., Tanase, D. et al. *CCS Large-scale Demonstration in Japan*. Energy Procedia, sous presse (2013).
- [62] Iwanohara Demonstration Test Site. Zero Emission Resource Organisation (2012). Page internet disponible à l'adresse : www.zeroco2.no/projects/iwanohara-demonstration-test-site (consultée le 22 octobre 2012)
- [63] Overview of the CO₂ Geological Storage Project. Research Institute of Innovative Technology for the Earth (2007). Page internet disponible à l'adresse : www.rite.or.jp/English/lab/geological/project_overview.html (consultée le 22 octobre 2012)
- [64] Kevin Dome Large Scale Storage Project. Big Sky Carbon Sequestration Partnership. Page internet disponible à l'adresse : www.bigskyco2.org/research/geologic/kevinstorage (consultée le 22 octobre 2012)
- [65] Kevin Dome Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. MIT CC&ST Program. Page internet disponible à l'adresse : http://sequestration.mit.edu/tools/projects/kevin_dome.html (consultée le 22 octobre 2012)