

# Identification et estimation des capacités de stockage de CO<sub>2</sub> sur le territoire national et à l'échelle européenne

*La Rédaction<sup>1</sup>.*

L'identification des capacités de stockage de CO<sub>2</sub> sur le territoire national est abordée sous deux aspects : 1) un aspect méthodologique général, en particulier développé par le CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) et objectif du projet PICOREF, 2) des travaux sur site portant sur l'ensemble de la filière captage-stockage : c'est le cas des projets de Lacq (Total), de Claye-Souilly (Veolia), de France Nord (Total et GDF Suez) ou en Lorraine (usine de Florange, Arcelor-Mittal). Cette double approche est élargie au cadre européen au travers des projets soutenus par l'Union européenne. La présentation proposée ici ne prend pas en compte l'ensemble des études et analyses qui ont pu être menées par tel ou tel pays européen dans son cadre national.

## Le projet GéoCarbone PICOREF

Le projet PICOREF a pris la suite du projet de recherche PICOR (Piégeage du CO<sub>2</sub> dans les Réservoirs), projet national cofinancé par le RTPG (Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières) et qui a démarré en 2002. L'objectif du projet était d'étudier le comportement induit par l'injection massive de CO<sub>2</sub> dans les réservoirs (hydrocarbures et eau). Le volet BRGM dans PICOR a porté essentiellement sur la modélisation couplée des interactions eau-CO<sub>2</sub>-roche.

PICOREF signifie : « Pilote pour l'Injection de CO<sub>2</sub> en

Réservoir perméable, En France ». Ce projet, soutenu par l'ANR<sup>2</sup> (aide de 1,191 million d'euros sur un budget total de 2,482 millions d'euros), a été coordonné par l'IFP avec pour autres partenaires : BRGM, ARMINES / ENSM-SE<sup>3</sup>, GDF - SUEZ (précédemment Gaz de France), GÉOSTOCK, INERIS<sup>4</sup>, TOTAL.

L'objectif était de définir et caractériser des sites propices à la réalisation d'un pilote national de stockage de CO<sub>2</sub> en réservoir géologique perméable, dont deux types ont été examinés : des aquifères profonds (Dogger et Trias) et un gisement d'hydrocarbures en voie d'épuisement (St-Martin-de-Bossenay, Aube). Le volume d'injection visé était de l'ordre de 100 000 t/an. Le bassin de Paris a été retenu comme cadre général.

Les travaux antérieurs, notamment du BRGM, sur le bassin de Paris avaient montré l'intérêt du Dogger et du Trias comme candidats potentiels. Après retraitement de 750 km de lignes sismiques, regroupées en six coupes calées sur des données de puits, on a sélectionné une zone régionale de 200 x 100 km dans laquelle on a précisé les grandes caractéristiques des aquifères concernés (Oolithe blanche du Dogger entre 1 500 et 1 800 m de profondeur et grès du Trias entre 2 000 et 3 000 m de profondeur), la localisation des failles et la continuité des couches de couverture au-dessus des réservoirs. Les caractéristiques environnementales et les conflits potentiels d'usage ont

13. *Système de publication pour l'Internet.*

1. *Remerciements à Sandrine Grataloup, BRGM, pour son aide dans l'élaboration de ce texte.*

2. *Agence nationale de la Recherche.*

3. *École des mines de Saint-Étienne.*

4. *Institut national de l'environnement industriel et des risques.*

été aussi inventoriés en vue de la constitution d'un futur « dossier administratif ».

Un secteur de 60 x 60 km (Fig. 1) a ainsi été choisi, dans lequel la reconnaissance géologique a été précisée au moyen de 450 km de lignes sismiques supplémentaires, d'une collecte exhaustive des données de puits et d'une caractérisation fine des propriétés réservoir. Un modèle géologique et informatique complet du secteur a été construit permettant des maillages pour simuler les comportements attendus suite à l'injection de CO<sub>2</sub> (déplacements de fluides, déformations...). En outre, l'accès aux données pétrolières de St-Martin-de-Bossenay, situé dans la partie est du secteur PICOREF, a permis une comparaison avec un modèle opérationnel sur lequel l'opérateur industriel possède un large retour d'expérience.

La réalisation d'un modèle géologique 3D apparaît ainsi comme un outil indispensable pour les opérations d'injection. Sur le secteur PICOREF, cet outil a permis de revoir l'ensemble de la géométrie de la succession géologique, de repreciser la localisation des failles et de bien positionner les limites des aquifères (mur et toit) ainsi que de la couverture. L'élaboration du modèle PICOREF est arrivée à un stade assez précoce des études sur ces sujets. Aujourd'hui, on complète ce type de modèle par des études de stratigraphie séquentielle et des indications sur les faciès sédimentaires, puis on passe au modèle pétrophysique. Ces modèles complétés sont maintenant utilisés dans les projets en cours, pour lesquels le volet hydrodynamique est également étudié.

Le projet PICOREF avait clairement une vocation méthodologique et il a fourni un cadre d'interprétation pour une injection ultérieure dans ce secteur ou ailleurs.

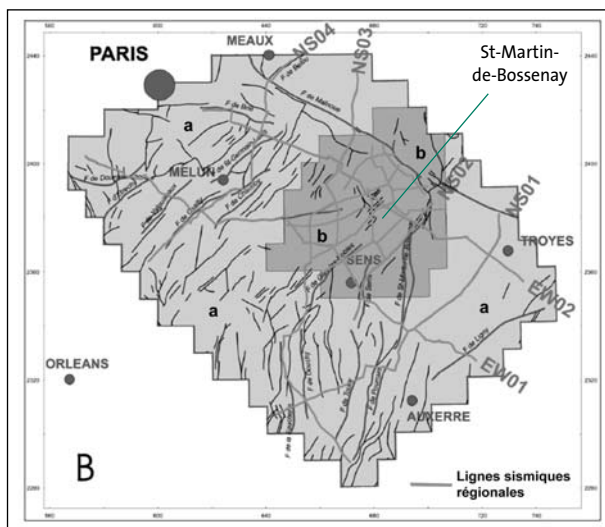


Figure 1. Localisation de la zone régionale (200 x 200 km, a) et du secteur PICOREF (60 x 60 km, b) sélectionné (document PICOREF).

Le **projet France Nord**, porté par GDF Suez et Total accompagnés par l'IFP et le BRGM, porte sur les mêmes cibles du Dogger et du Trias. Il a débuté en 2010.

## Projet VASCO

Ce projet concerne le sud-est de la France et est porté par le Grand Port maritime de Marseille (GPMM). Dès 2008, celui-ci a engagé une réflexion pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> dans la zone industrielle de Fos-Lavéra, engagé des discussions avec les industriels et sollicité des partenaires techniques (Geogreen<sup>5</sup>, IFP, BRGM, IFREMER, GDF Suez, Air Liquide) pour élaborer un projet, Geogreen étant coordonnateur. Le financement devait être couvert par GPMM, des industriels, les collectivités territoriales et l'ADEME. Depuis 2009, les discussions sur le projet se poursuivent et le démarrage est attendu en 2011. Néanmoins, depuis 2008, le BRGM a travaillé sur une compilation de données dans le cadre d'un projet CO<sub>2</sub> Sud-Est.

Quatre volets sont prévus dans le projet VASCO :

- bilan des émissions de CO<sub>2</sub> sur le secteur de Fos-Marseille pour voir les possibilités de mutualiser les sources (Geogreen) ;
- valorisation du CO<sub>2</sub> par deux voies : 1) pour la production d'algues (IFREMER) et 2) pour exportation vers marché méditerranéen des EOR<sup>6</sup> en installant une usine de liquéfaction de gaz à Fos-sur-Mer (IFP) ;
- développement d'applications industrielles comme l'agroalimentaire ou le traitement des eaux en utilisant le CO<sub>2</sub> (Air Liquide, GDF Suez) ;
- transport du CO<sub>2</sub> par pipeline et stockage géologique en aquifères salins ou couches de charbon suffisamment proches de Lavéra (BRGM).

La complexité de la géologie du Sud-Est implique une subdivision en sous-zones relativement homogènes. Le projet VASCO vise à étudier de manière plus approfondie 4 sous-zones en s'appuyant, dans un premier temps, sur le retraitement de plus de 600 km de lignes sismiques. Les réservoirs pressentis sont le calcaire urgonien (Crétacé inférieur) et le Jurassique supérieur. Une collaboration est également prévue avec l'université de Marseille, sous la forme d'un post-doc chargé d'étudier les caractéristiques pétrographiques du calcaire urgonien.

## Perspectives internationales

Les projets PICOREF et VASCO prennent leur place dans les projets qui se multiplient à l'échelle européenne. Le projet européen **GeoCapacity**, qui a fait suite au projet GESTCO<sup>7</sup>, associait la plupart des pays d'Europe, sauf

5. Société spécialisée dans l'économie et l'ingénierie du transport et du stockage géologique de CO<sub>2</sub>.

6. Enhanced Oil Recovery.

7. Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide.

Autriche, Eire, Portugal et Suisse. L'objectif était d'estimer les capacités de stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle européenne, un sujet où chaque pays se trouve dans une situation de connaissance variable.

Le projet **CASTOR** faisait aussi partie des projets de stockage, cette fois dans un contexte de champs d'hydrocarbures. Ce projet associait l'Autriche, l'Espagne, la Norvège et les Pays-Bas. Le projet **Sleipner** (voir article) s'apparente plus à un pilotage de surveillance d'injection que de géocapacité pour le stockage de CO<sub>2</sub>. Enfin, il convient de citer le réseau européen **CO<sub>2</sub>GéoNet**, qui associe 13 partenaires européens (dont le BRGM et l'IFP) et dont l'objectif, au-delà du partage d'expérience, est la mise en place de 10-12 projets de démonstration à l'échelle européenne à l'horizon 2015 (voir article).

### Projet GeoCapacity<sup>8</sup>

L'objectif principal du projet était d'évaluer les capacités des bassins sédimentaires européens pour le stockage géologique du carbone. Il était prévu de couvrir les pays qui n'ont pas fait l'objet d'évaluations complètes sur ce sujet et d'actualiser les connaissances dans les pays qui ont déjà procédé à de telles évaluations, en particulier dans le cadre des projets GESTCO et CASTOR. Le projet GeoCapacity englobait également un aspect méthodologique sur les méthodes innovantes d'évaluation de la capacité de stockage, la modélisation économique et les critères de sélection de sites. Il était aussi prévu d'initier une collaboration avec la Chine et avec d'autres membres du CSLF<sup>9</sup>.

Le projet **GESTCO** a duré du 1<sup>er</sup> mars 2000 au 28 février 2003. Il a comporté un inventaire des principales sources industrielles de CO<sub>2</sub> dans les 8 pays participants au projet (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Grèce, Pays-Bas, Norvège, Royaume-Uni), une évaluation du potentiel de stockage dans les champs d'hydrocarbures, les aquifères, y compris les champs géothermaux, les couches de charbon, les mines de charbon et autres mines et cavités artificielles, une analyse du contexte de sûreté et de sécurité et des conflits potentiels d'usage, l'élaboration d'un SIG, une étude de l'économie de la séquestration, une série de 17 études de cas<sup>10</sup> et une approche de la communication auprès de parties prenantes et du public. La logique du projet GESTCO est donc assez similaire à celle adoptée dans GeoCapacity, sauf qu'elle concernait 8 pays et non 20 (hors Chine).

Une partie du projet européen **CASTOR** (février 2004 - février 2008 ; 6<sup>ème</sup> Programme cadre européen de R&D), principalement dédié à l'installation et au fonctionnement d'un pilote de captage en post-combustion dans la centrale à charbon d'Esbjerg (Danemark) exploi-

tée par Elsam, pilote testé sur 2 ans, portait sur les performances du stockage et l'évaluation des risques dans quatre sites :

- le champ pétrolier dépleted de Casablanca (Espagne) où Repsol envisage de stocker 0,5 Mt de CO<sub>2</sub>/an en provenance de la raffinerie de Tarragone ;
- le gisement de gaz naturel dépleted d'Atzbach-Schwanenstadt (nord de l'Autriche) que Rohoel AG envisage de convertir en site de stockage de CO<sub>2</sub> ;
- l'aquifère de Snøhvit dans lequel Statoil a reçu l'autorisation d'injecter le CO<sub>2</sub> séparé du gaz extrait du champ de Snøhvit ;
- le gisement de gaz naturel K12B (mer du Nord, Pays-Bas), exploité par gaz de France, qui injecte du CO<sub>2</sub> pour améliorer la récupération du gaz naturel.

Le projet **GeoCapacity**, prévu sur 3 ans (janvier 2006 à décembre 2008), était cofinancé par l'Union européenne dans le cadre du 6<sup>ème</sup> Programme cadre de R&D qui couvre la période 2002-2006, pour un montant de 1,9 million d'euros sur un total de 3,5 millions.

Pour assurer une meilleure organisation du travail, le projet, qui associait 26 partenaires, a été organisé en trois groupes géographiques, chacun bénéficiant de l'appui d'un partenaire industriel :

- **Groupe Nord-Est**, sous la conduite de l'Institut géologique de Slovaquie (SGUDS), les autres membres étant : MEERI (Académie des sciences) PAS et PBG (Cie d'exploration géophysique) en Pologne, l'Institut de géologie de l'université de Tallin (Estonie), l'Agence de l'environnement, de la géologie et de la météorologie (LEGMA) de Lettonie, l'Institut de géologie et géographie (IGG) de Lituanie et le Service géologique de la République tchèque. Partenaire industriel : Vattenfall Utveckling AB (Suède-Pologne).
- **Groupe Centre-Est**, sous la conduite de l'Institut géophysique de Hongrie (ELGI), les autres membres étant : GeoEcoMar (Roumanie), l'université de Sofia (Bulgarie) et l'IGME de Grèce couvrant Albanie et Macédoine (FYROM). Partenaire industriel : EniTecnologie (Italie).
- **Groupe Sud**, sous la conduite de l'université de Zagreb (Croatie), les autres membres étant l'Institut géologique et minier (IGME, Espagne), l'Institut national d'océanographie et de géophysique expérimentale (OGS) et EniTecnologie (Italie), GEO-INZ (Slovénie), la Bosnie-Herzégovine étant couverte par l'université de Zagreb. Partenaire industriel : Endesa Generacion (Espagne).

La conduite des travaux sur les occurrences naturelles de CO<sub>2</sub> incombait conjointement au BGR (Service géologique fédéral d'Allemagne) et au BGS (Service géo-

8. *Geological Storage of CO<sub>2</sub> from Fossil Fuel Combustion*. 5<sup>ème</sup> Programme Cadre de R&D. Rapport octobre 2003, 2<sup>ème</sup> édition novembre 2004.

9. *Carbon Sequestration Leadership Forum*.

10. *Langerlo (Belgique), Havnsø et Tyra (Danemark), Greiswalder Bodden 1 et 2 et Afeld-Elze (Allemagne), NKarvali et Komotini (Grèce), Rijnmond 1 et 2 et Eemshaven 1 et 2 (Pays-Bas), Mongstad 1 et 2 et Skogn (Norvège), Kilg's Lynn et Eggsborough (Royaume-Uni)*. Par nature d'installation, il y avait 3 centrales à charbon (Havnsø, Tyra et King's Lynn), 2 centrales à gaz (Greiswalder Bodden 1 et 2), 6 usines NGCC (Langerlo, Komotini, Eemshaven 1 et 2, Skogn et Eggsborough), 2 raffineries de pétrole (Mongstad 1 et 2), 1 sucrerie (Afeld-Elze), 1 usine d'ammoniaque (NKarvali) et 2 usines d'hydrogène (Rijnmond 1 et 2).

logique, Royaume Uni), tandis que l'Institut français du pétrole (IFP) apportait sa contribution pour les évaluations dans le domaine des hydrocarbures et la simulation de réservoir. La coopération internationale était du ressort du BRGM travaillant en liaison étroite avec le Ministère de la science et de la technologie de Chine et l'université de Tsinghua. D'autres contributions sur des enjeux essentiels sont venues du GEUS (Danemark), du BGS et du TNO-NITG (Netherlands Organization for Applied Scientific Research). La coordination générale du projet incombait au GEUS<sup>10</sup>.

Le projet a été subdivisé en 7 volets :

- Inventaire des émissions (> 0,1 Mt CO<sub>2</sub>) et SIG.
- Capacités de stockage.
- Usages économiques du CO<sub>2</sub>.
- Standards et critères de sélection des sites.
- Évaluations économiques.
- Coopération internationale.
- Gestion du projet et reporting.

Le site Web du projet [www.geocapacity.eu](http://www.geocapacity.eu) a été

actualisé fin 2009 et restera ouvert jusqu'en 2018.

Les données prises en compte dans le SIG englobent : la localisation des émetteurs de CO<sub>2</sub>, les sites potentiels de stockage en aquifères, les sites potentiels d'injection en aquifères, la localisation des champs d'hydrocarbures, les points d'injection dans les champs d'hydrocarbures, les champs charbonniers, les points d'injection potentiels dans le charbon, les pipelines existants et les terminaux, les sources naturelles de CO<sub>2</sub>. Cinq cartes de sites d'émission et de sites de stockage ont été produites, couvrant respectivement : Europe du NO, Europe du NE, Europe Centre Est, Europe SO et Europe SE.

En matière de capacités de stockage, le total des chiffres par secteur représente 360 Gt de CO<sub>2</sub>, dont 326 en aquifères salins, 32 en gisements d'hydrocarbures déplétés et 2 dans des niveaux de charbon non exploitables. Le total se décompose aussi entre 116 Gt à terre et 244 Gt offshore. Pour la Norvège et la Belgique, on a conservé les chiffres du projet GETSCO.

Bien que la base de données du SIG soit relativement complète, elle ne représente pas forcément toutes

Pays	Total CO <sub>2</sub> /an	Total sources > 0,1 Mt/an (Mt)	Stockage aquifères salins (Mt)	Stockage champs hydrocarbures (Mt)	Stockage champs charbon (Mt)
Albanie	0	0	20	111	-
Allemagne	864	465	14 900	2 180	-
Belgique	-	58	199	-	-
Bosnie-Herzégovine	-	9	197	-	-
Bulgarie	52	42	2 100	3	17
Croatie	23	5	2 710	189	-
Danemark	52	28	2 553	203	-
Espagne	423	158	14 000	34	145
Estonie	21	12	-	-	-
France	-	131	7 922	770	-
FYROM (Macédoine)	6	4	390	-	-
Grèce	110	69	184	70	-
Hongrie	79	23	140	389	87
Italie	212	140	4 669	1 810	71
Lettonie	4	2	404	-	-
Lituanie	18	6	30	7	-
Norvège	-	28	26 031	3 157	-
Pays-Bas	180	92	340	1 700	300
Pologne	325	188	1 761	764	415
République tchèque	128	78	766	33	54
Roumanie	74	67	7 500	1 500	-
Royaume-Uni	555	258	7 100	7 300	-
Slovénie	20	7	92	2	-
<b>Total</b>	-	<b>1 893</b>	<b>95 724</b>	<b>20 222</b>	<b>1 089</b>

Tableau 1. Émissions de CO<sub>2</sub> et estimation des capacités de stockage de CO<sub>2</sub> en Europe. Source : rapport d'activité final de EU GeoCapacity.

10. Coordonnateur du projet : Thomas Vangkilde-Pedersen.

## R&D ET PILOTES DE DÉMONSTRATION SUR LE STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO<sub>2</sub>

---

les capacités de stockage de CO<sub>2</sub> dans chaque pays. À l'inverse, toutes les capacités ne sont pas forcément au même niveau d'exploitabilité. De ce fait, une estimation plus conservatrice donne un total de 117 Gt, dont 96 en aquifères salins profonds, 20 en champs d'hydrocarbures déplétés et 1 en gisement de charbon non exploitable. La part de la Norvège est ici de 25%, principalement dans des aquifères salins profonds. Ces derniers chiffres sont à comparer avec un total de 1,9 Gt d'émissions de CO<sub>2</sub> par an,

en se limitant aux sources > 0,1 Mt/an, ce qui représente 62 ans de stockage. La répartition par pays est donnée dans le tableau 1, en Mt CO<sub>2</sub>.

À noter que le projet GeoCapacity, qui relevait du PCRD 6, se prolonge maintenant dans le projet européen d'Infrastructure partagée Comet, dont les terrains de jeu sont l'Espagne, le Maroc et le Portugal. Il a démarré en janvier 2010 pour 3 ans.