

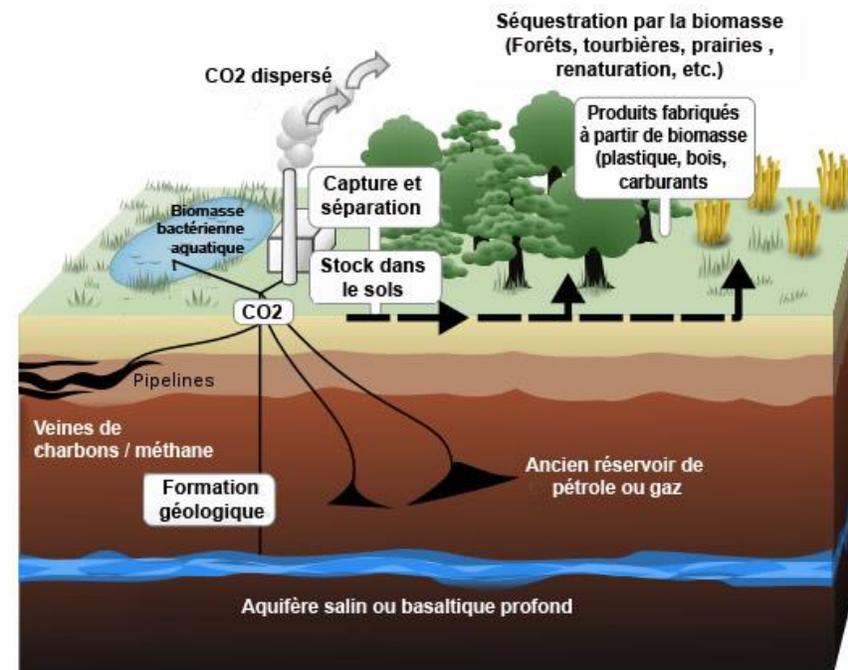
# Transport et Stockage du CO<sub>2</sub>

## Sommaire

### Contexte et état des lieux

### Transport du CO<sub>2</sub>

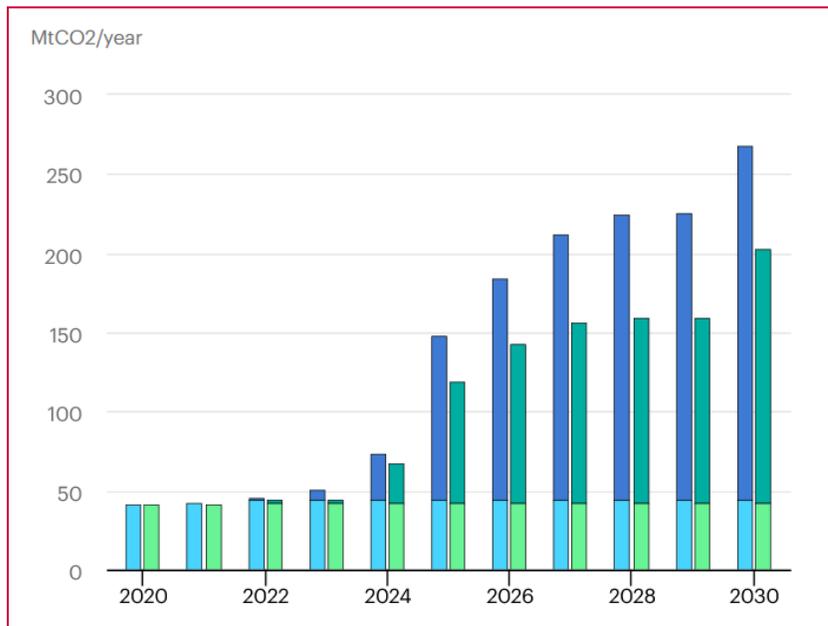
### Stockage du CO<sub>2</sub>



Pour atteindre l'objectif 2°C, d'après le scénario «développement durable» de l'AIE, plus de 100 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> devraient être stockés et plusieurs milliers d'installations de CCUS déployées d'ici 2050. Aujourd'hui, une trentaine d'installations de grande taille sont opérationnelles, injectant de l'ordre de 40 millions de tonnes (Mt) de CO<sub>2</sub> par an. Ce dossier de veille propose un focus sur les différentes méthodes utilisées pour transporter et stocker le CO<sub>2</sub>. Quelques projets de stockage du CO<sub>2</sub> sont également présentés.

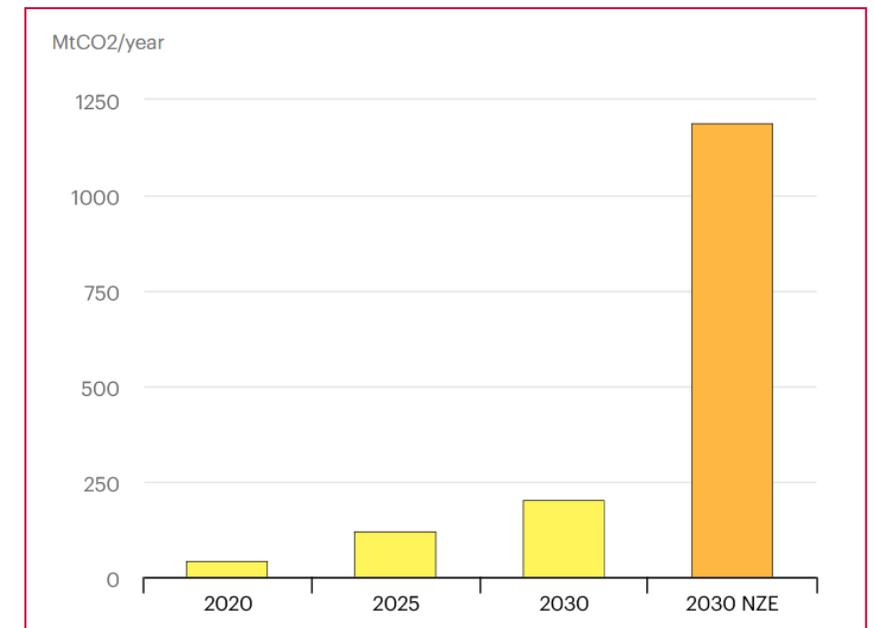
# Transport et Stockage du CO<sub>2</sub> : un enjeu majeur

- ▶ Dans le scénario "émissions nettes nulles d'ici à 2050", l'infrastructure de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> sous-tend le déploiement à grande échelle du captage du carbone, y compris l'élimination du dioxyde de carbone (CDR) par captage atmosphérique direct avec stockage (DACs) et la bioénergie avec CSC (BECCS).
- ▶ Sur la base des projets actuellement en phase de développement précoce et avancé, la capacité de stockage dédié du CO<sub>2</sub> pourrait atteindre environ **110 Mt de CO<sub>2</sub>/an d'ici à 2030**, ce qui est bien moins que les quasi **1 200 Mt de CO<sub>2</sub>/an** qui sont captées et stockées d'ici à 2030 dans le scénario "zéro émission".
- ▶ L'infrastructure de transport du CO<sub>2</sub> devra augmenter au moins au même rythme que la capacité de captage et de stockage.



● Operational capture   
 ● Capture in development   
 ● Operational storage  
● Storage in development

Capacité annuelle de captage du CO<sub>2</sub> par rapport à la capacité de stockage, actuelle et prévue, 2020-2030



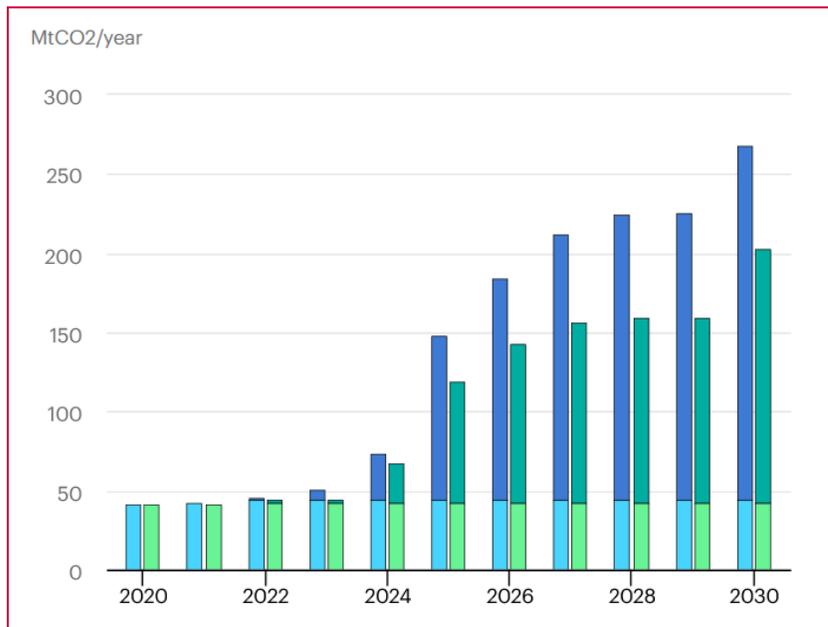
● Current and planned   
 ● NZE

Capacité annuelle de stockage de CO<sub>2</sub>, actuelle et prévue, par rapport au scénario "zéro émission", 2020-2030

Source: [IAE.org](http://IAE.org)

# Transport et Stockage du CO<sub>2</sub> : un enjeu majeur

- ▶ Dans le scénario "émissions nettes nulles d'ici à 2050", l'infrastructure de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> sous-tend le déploiement à grande échelle du captage du carbone, y compris l'élimination du dioxyde de carbone (CDR) par captage atmosphérique direct avec stockage (DACs) et la bioénergie avec CSC (BECCS).
- ▶ Sur la base des projets actuellement en phase de développement précoce et avancé, la capacité de stockage dédié du CO<sub>2</sub> pourrait atteindre environ 110 Mt de CO<sub>2</sub>/an d'ici à 2030, ce qui est bien moins que les quasi 1 200 Mt de CO<sub>2</sub>/an qui sont captées et stockées d'ici à 2030 dans le scénario "zéro émission".
- ▶ L'infrastructure de transport du CO<sub>2</sub> devra augmenter au moins au même rythme que la capacité de captage et de stockage.



● Operational capture ● Capture in development ● Operational storage  
● Storage in development

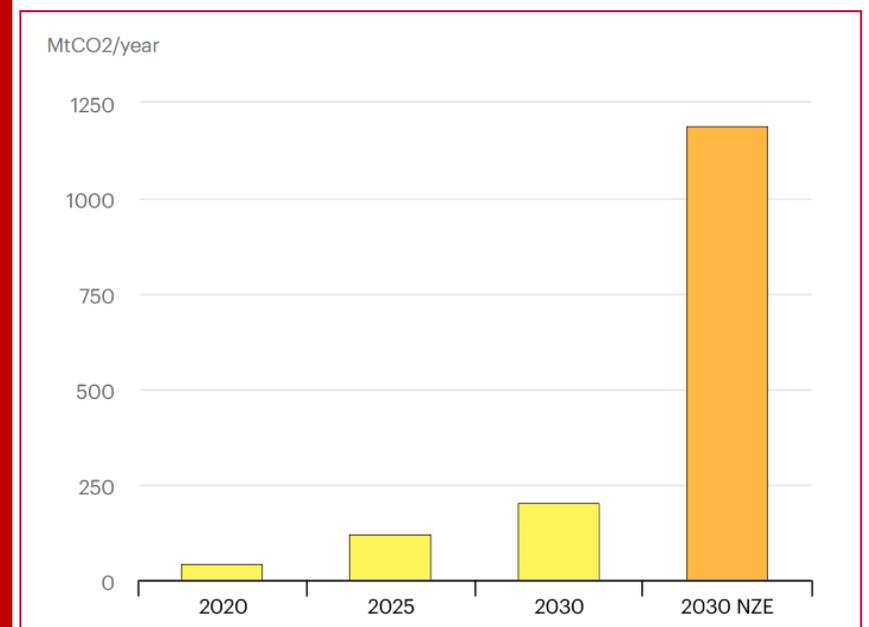
Capacité annuelle de captage du CO<sub>2</sub> par rapport à la capacité de stockage, actuelle et prévue, 2020-2030

Source: IAE.org

⇒ Avec l'augmentation des projets d'équipement d'installations de captage du CO<sub>2</sub>, un écart commence à se creuser entre la demande prévue de stockage du CO<sub>2</sub> et le rythme de développement des installations de stockage.

⇒ En l'absence d'efforts supplémentaires pour accélérer le développement du stockage du CO<sub>2</sub>, la disponibilité du stockage du CO<sub>2</sub> pourrait devenir un goulot d'étranglement pour le déploiement du CCUS.

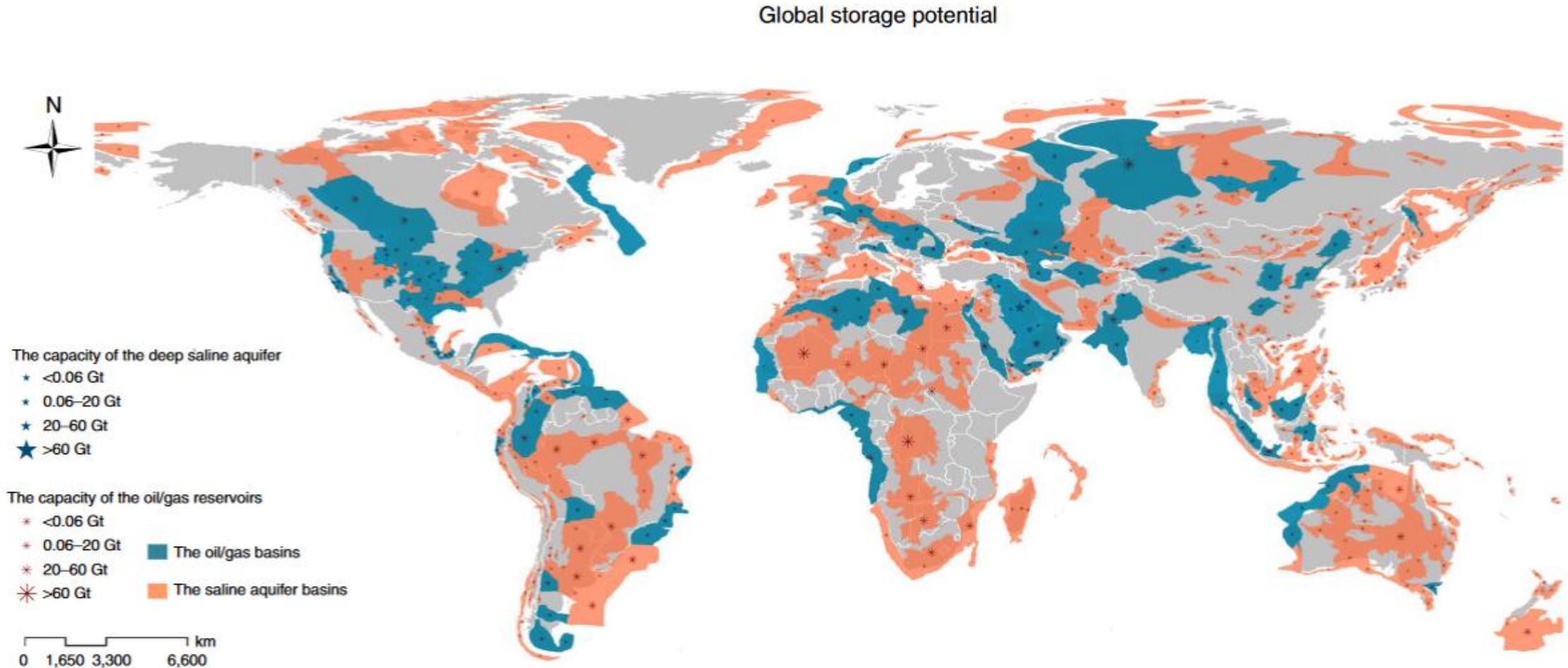
⇒ C'est ce que démontre actuellement la réserve de projets, où la demande mondiale de stockage de CO<sub>2</sub> pourrait dépasser l'offre prévue de plus de 60 Mt de CO<sub>2</sub> en 2030.



● Current and planned ● NZE

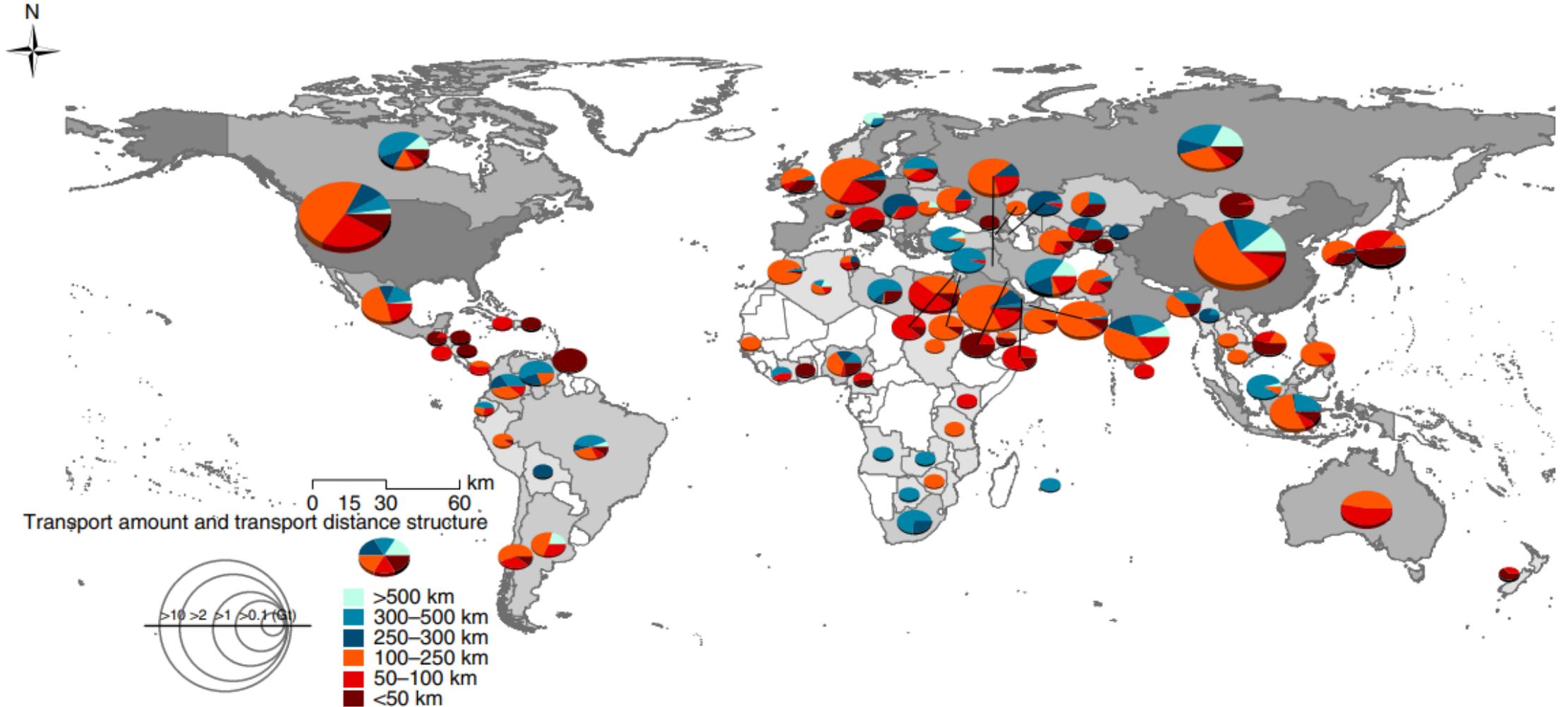
Capacité annuelle de stockage de CO<sub>2</sub>, actuelle et prévue, par rapport au scénario "zéro émission", 2020-2030

# Panorama mondial des potentiels de stockage géologique du CO<sub>2</sub>



Aperçu des potentiels de stockage géologique de CO<sub>2</sub> dans le monde : stockage dans des aquifères salins profonds (zones en orange) ou dans des réservoirs d'hydrocarbures (zones en bleu) – Source : Wei et al. (2021)

# Panorama mondial des potentiels de stockage géologique du CO<sub>2</sub>



Volume de transport et distance de transport de la disposition CCUS rentable à l'échelle mondiale. La taille des diagrammes circulaires représente le volume de transport de CO<sub>2</sub> des 85 pays et régions participant à la mise en correspondance source-puits à l'échelle mondiale. La composition des camemberts indique la proportion des correspondances dans les différents groupes de distance de transport. – Source : Wei et al. (2021)

# Chaîne de valeur du CO<sub>2</sub> : Coût et niveau de maturité des technologies

Captage du Co<sub>2</sub>



Transport du Co<sub>2</sub>



Stockage du Co<sub>2</sub>

Pipeline

Navire - Port à port

Navire - du port à l'offshore

Récupération assistée du pétrole

Formations salines

Réservoirs pétroliers épuisés

→ Utilisation du Co<sub>2</sub>

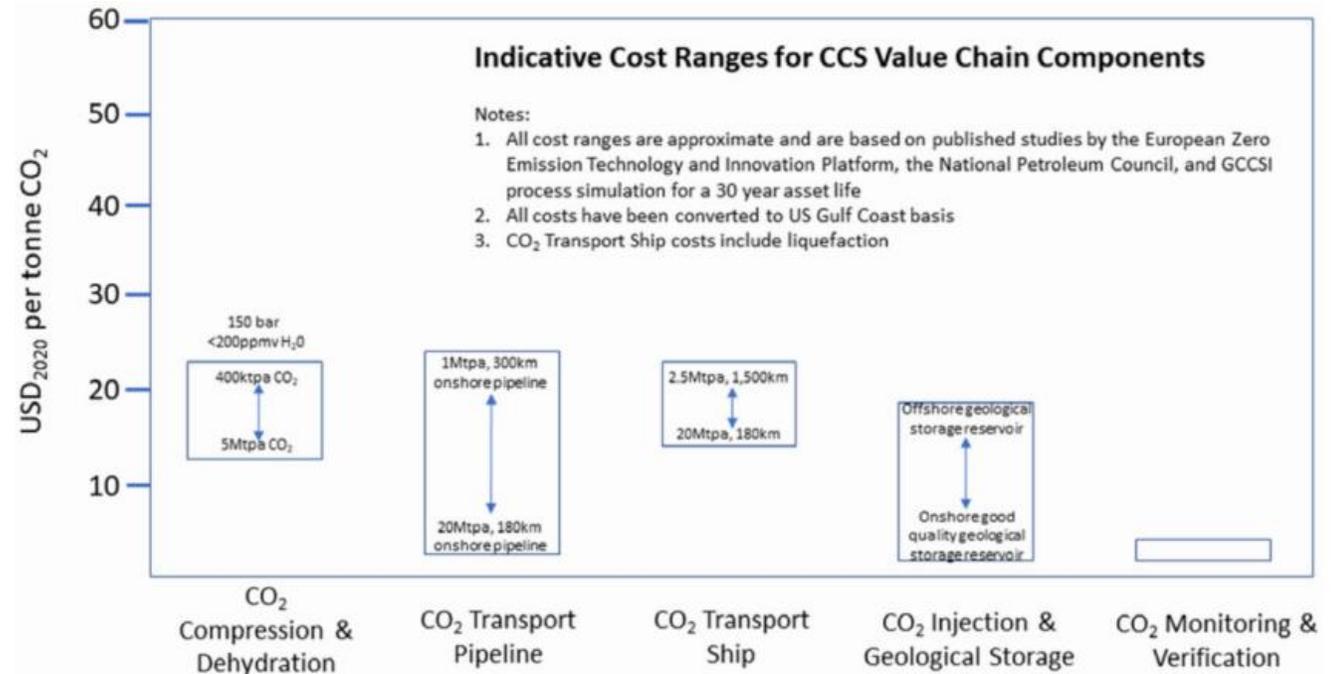
Mature

Adoption précoce

Démonstrateur

Grand prototype

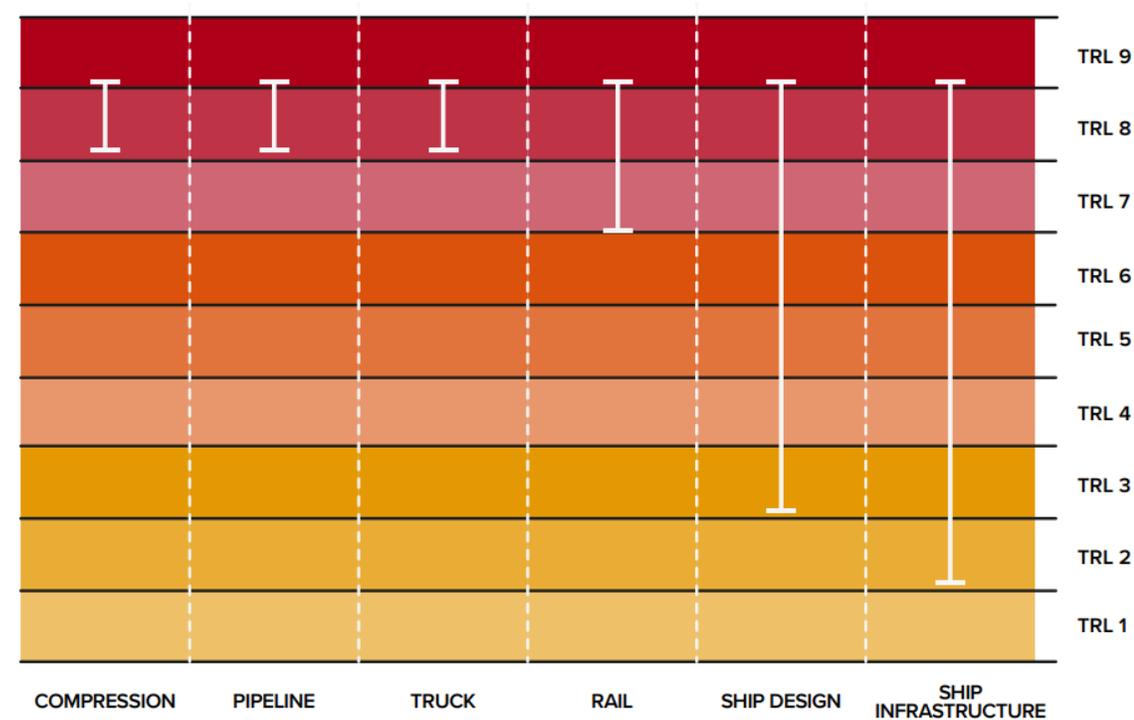
- ▶ Le coût du transport/stockage inclut le coût de compression, de transport (en fonction de la distance) et du stockage (à terre ou en mer).
- ▶ Le coût du stockage est faible :
  - Si le réservoir géologique est bien connu
  - Si on dispose d'équipements réutilisables (puits, pipes)
  - Si la source de CO<sub>2</sub> est proche du réservoir
  - Si le contexte économique est favorable
  - Mais doit intégrer un monitoring efficace
- ▶ Le Global CCS Institute donne ainsi des coûts pour les segments compression / transport / stockage / suivi du stockage allant de 20 à 70 \$/tCO<sub>2</sub>.



Coûts indicatifs de la chaîne compression-transport-stockage-monitoring – Source : GCCSI

## Les différents modes de transport du CO2

- ▶ Dans la technologie CSC/CCUS, le transport est l'étape qui relie les sources et les sites de stockage.
- ▶ Parmi tous les processus impliqués dans le CCUS, le transport est considéré comme le processus **le plus mature**. Dans le domaine des hydrocarbures, les pipelines transportent couramment de grands volumes de gaz naturel, de pétrole et de condensat sur des milliers de kilomètres, tant sur terre qu'en mer.
- ▶ Pour transporter le CO2 piégé de la source au puits, différents modes peuvent être utilisés (par exemple, les **pipelines**, le **transport maritime**, les **trains** et les **camions**).



Niveau de maturité technique du transport du CO2

Source : [Technology readiness and costs of CCS](#), Global CCS Institute, Mars 2021)

# Les différents modes de transport du CO2

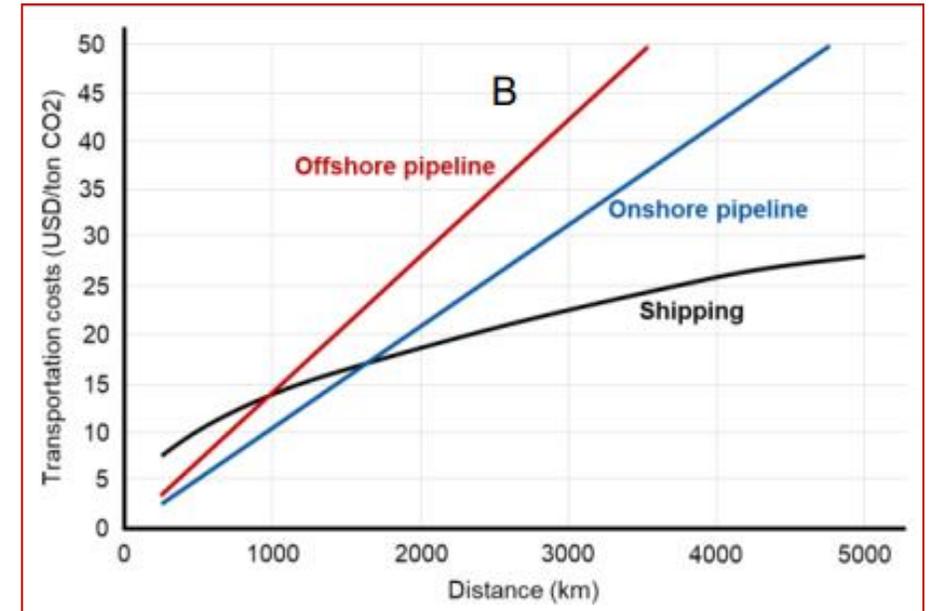
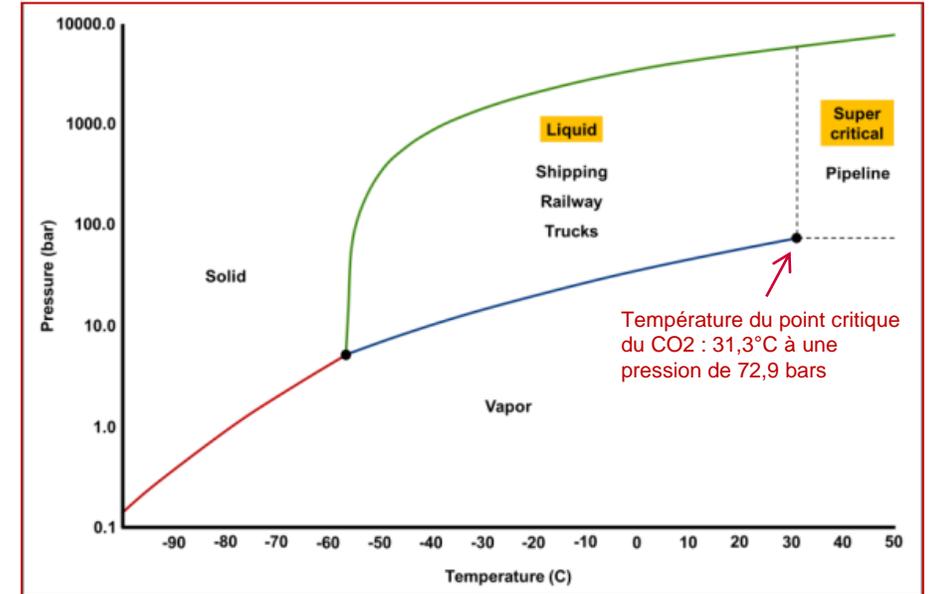
► La source de captage contient normalement du CO2 à 110 bars et 40 °C. Le CO2 doit être traité à différentes pressions et températures en fonction du mode de transport. Comme la phase gazeuse est associée à des coûts de transport très élevés en raison du faible débit, le CO2 est normalement transporté dans une phase liquide ou supercritique.

► La **phase liquide** (transport maritime, ferroviaire et routier) nécessite une température et une pression basses. Pour la **phase supercritique** (pipeline), une température élevée et une pression élevée sont nécessaires. Il est également essentiel de maintenir la même phase pendant le transport du CO2, sinon cela peut entraîner divers problèmes techniques.

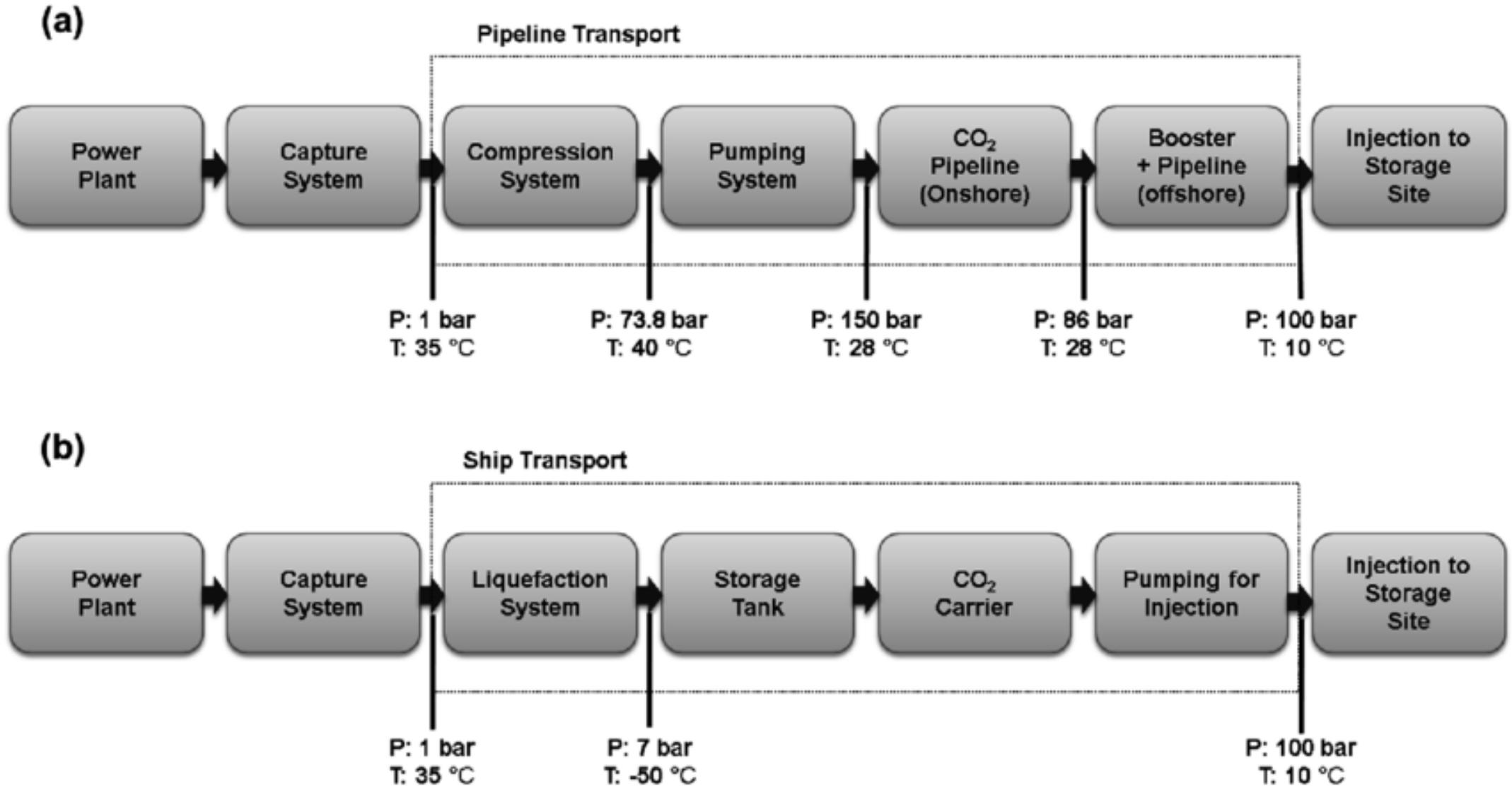
► Le choix du mode de transport dépend principalement de la **distance** et de la **quantité**.

► Selon les experts, les conditions suivantes doivent être réunies pour que le transport du CO2 par pipeline soit moins cher que le transport maritime :

- Flux de Co2 > 5 Mtpa et
- Durée du projet >20 ans et
- Distance < 500 km

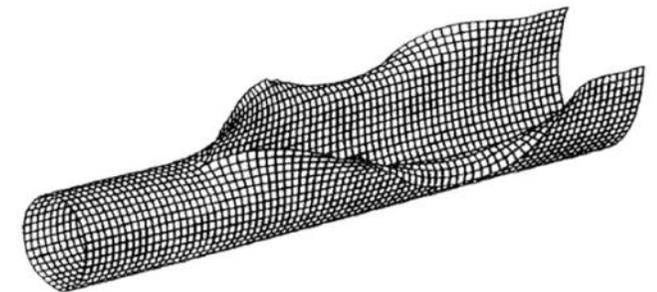


## Comparaison des deux principaux modes de transport du CO<sub>2</sub>



## Caractéristiques des « carbooducs »

- ▶ Les canalisations transportant des fluides supercritiques sont **plus sensibles aux ruptures en services que celles transportant du gaz naturel** (gaz le plus répandu dans le monde) sous sa forme gazeuse.
- ▶ Si une canalisation transportant du CO<sub>2</sub> supercritique est perforée, le fluide contenu sous une forte pression subit une **détente brusque**. Le fluide supercritique tend vers un état où il subit le moins de contraintes, c'est-à-dire sous un **état gazeux dans l'atmosphère**, ce qui continuera d'alimenter la fuite tant que le flux du CO<sub>2</sub> supercritique ne sera pas stoppé. Ce type de rupture de canalisation entraîne une **propagation rapide du défaut** sur des distances plus ou moins grandes. Le gazoduc doit donc avoir une **résistance suffisante à l'initiation** (amorçage) **et à la propagation de la rupture**.
- ▶ Sous l'effet de la pression du gaz, les parois du gazoduc s'ouvrent et se déforment. La section du gazoduc passe alors **d'une géométrie en "O" à une forme en "U"**. Cette ouverture n'est pas à négliger, car elle participe au chargement de la pointe de fissure.



Photographie d'essai d'éclatement et résultats de simulation numérique de la propagation de fissure le long du gazoduc, pression initiale 100 bars

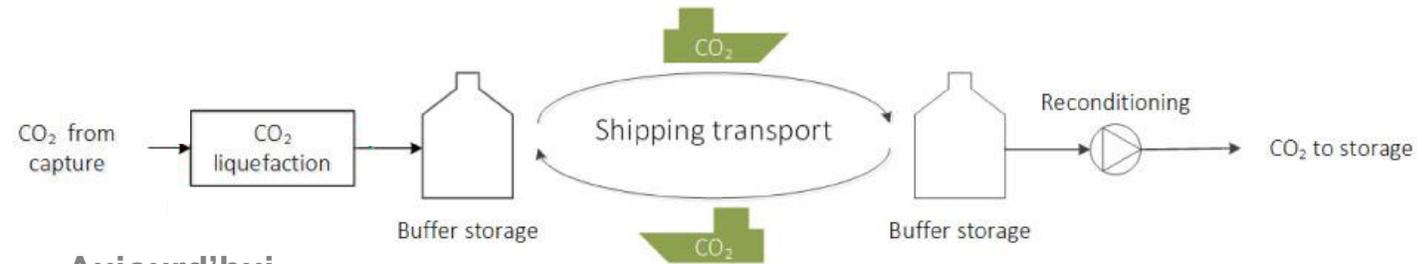
# Réseau de pipelines de CO<sub>2</sub> à longue distance existants dans le monde

ONshore OFFshore	Year of construction	Country	Operator	Pipeline	Diameter [in]	Wall Thickness [mm]	Steel Grade SMYS [MPa]	Length [km]	Amount CO <sub>2</sub> [Mton/Y]	MAOP [MPa]	Design Temp [°C]	Stress Level [MPa]	Usage factor
ON		USA	Exxon Mobil	McElmo Creek Pipeline	8			25	60MMCFD				
ON		USA	Chevron	SACROC	16	12,7	450	356	6,8	16,5		264	0,59
ON	1984	USA	Kinder Morgan	Cortez	30	17,5	450	808	19,3	17,9	43	390	0,87
ON		USA	BP	Sheep Mountain 1	20	11,1	485	296	6,4	16,6		380	0,78
ON		USA	BP	Sheep Mountain 2	24			360	9,2				
ON	1984	USA	BP	Bravo	20			351	7,4	12,3			
ON	2000	USA/CDN	Dakota Gasification Company	Weyburn	12	9,5	485	330	4,6	20,2		323	0,67
					14	9,5	485			18,4		343	0,71
ON	1986	USA	Denbury	NEJD (North East Jackson Dome)	20			295	11,6				
ON	1996	USA	Transpetco	Transpetco Bravo Pipeline	12,75			193	3,3				
ON		USA	Kinder Morgan	Central Basin Pipeline	26	14,4	485	119		15,0	65 ÷ -30°C	343	0,71
ON		USA	Kinder Morgan	Central Basin Pipeline	16	10,1	485	37	11,5	17,0	65 ÷ -30°C	343	0,71
ON		USA	Kinder Morgan	Central Basin Pipeline	20	11,1	485	7		15,0	65 ÷ -30°C	343	0,71
ON		USA	Kinder Morgan	Central Basin Pipeline	24	13,9	485	30		15,7	65 ÷ -30°C	343	0,71
ON		USA	Kinder Morgan	Central Basin Pipeline	20	12,4	485	32		16,7	65 ÷ -30°C	342	0,71
ON		USA	Exxon Mobil	Este Pipeline	12			191	4,8				
					14								
ON		USA	Trinity	West Texas Pipeline	8			79	1,9				
					12			6					
ON	1970	USA	Kinder Morgan	Canyon Reef Carriers	12,75	8,7	450	64	4,6	14,0		259	0,58
	1972	USA	Kinder Morgan	Canyon Reef Carriers	16	9,5	415	225		14,0		299	0,72
ON	1983	Turkey	Turkish Petroleum	Bati Raman				90	1,1				
OFF	2005	Norway	Statoil Hydro	Snohvit	8			153	0,7				
ON	1998	USA	Petrosource	Valverde	10			130	2,5				
ON	2005	USA	Denbury	Free State	20			138	6,7				
ON	2008	USA	Denbury	Delta				49	7,7				
ON	2008	USA	Denbury	Cranfield				82	2,88				
ON		USA	Kinder Morgan	Slaughter Pipeline	12			64	160 MMCFD				
ON		USA	Canion Reef	Comanche Creek Pipeline									
ON		USA	Exxon	Exxon Pipeline									
ON		USA	Trinity Pipeline	LLANO System	8			33	100MMCFD				
					12								
ON		USA	Chevron; Amoco; UNOCAL; Marathon; Equity; Cameron Family Trust	Raven Ridge Pipeline									
ON		USA	Exxon	Seminole to Meand Pipeline									
ON		USA	The Wiser Oil Company; Apache; Diverse; Shore Oil Company	Wasson to Wellman Unit Pipeline									
ON	2007	USA		The Blue Lake Pipeline				26	0,35				
ON		USA	Denbury	Choctaw	20			115					
OFF	1996	Norway	Statoil	Sleipner				13	1				
OFF		Brasil	Petrobras	Miranga	6			50					
ON	2004	Algeria	Sonatrach BP Statoil Hydro	In Salah									
ON	2010	USA	Denbury	The Green Pipeline	24			534	"800mcf/d)				
ON	2003	USA		La Barge				458,00	2,5				
ON	2012	Canada	Alberta Carbon Trunk Line	Enhance Energy				240	14,6				
ON	20XX	USA	Petrosource	Baroil to Dakota CO2	12	7,92	450	249		12,42		239	0,53
ON				Baroil to Dakota CO2	8	6,35	450	11		12,42		199	0,44
ON	2011	USA	Encore Acquisition Company	Greencore CO2				370	1				
ON	20XX	USA		Bell Creek	8			331	100 MMSCF/Day Capacity				

Source : Requirements for safe and reliable CO<sub>2</sub> transportation pipeline (SARCO<sub>2</sub>), 2017

# Le transport maritime du CO<sub>2</sub> : Trois concepts pour le transport

La chaîne de transport du CO<sub>2</sub> commence après le captage du CO<sub>2</sub> et dure jusqu'au stockage. Cette chaîne comprend la liquéfaction, le stockage tampon, le chargement/déchargement, le transport maritime et le reconditionnement. En pratique, le CO<sub>2</sub> peut être transporté dans différentes conditions de transport (température et pression).



Aujourd'hui

## Moyenne pression (15-20 barg, -30C°)

- ▶ **Technologie mature** - Des décennies d'expérience opérationnelle
- ▶ Limitations de la taille des réservoirs de cargaison
- ▶ Régime choisi pour les phases initiales du projet **Northern Lights**



## Basse pression (7-10 barg, -50 C°)

- ▶ Fonctionnement nouveau
- ▶ Permet d'utiliser des **réservoirs** de cargaison **plus grands** et de réduire les coûts d'expédition
- ▶ **Augmentation des coûts** de liquéfaction et de conditionnement (proche du point triple, nécessite un contrôle actif)



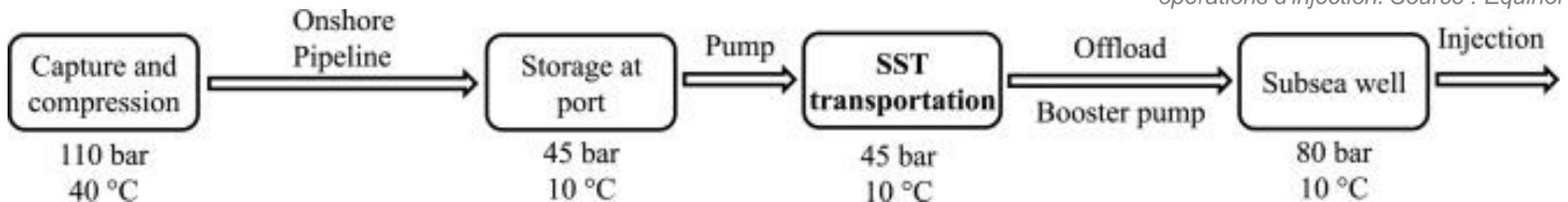
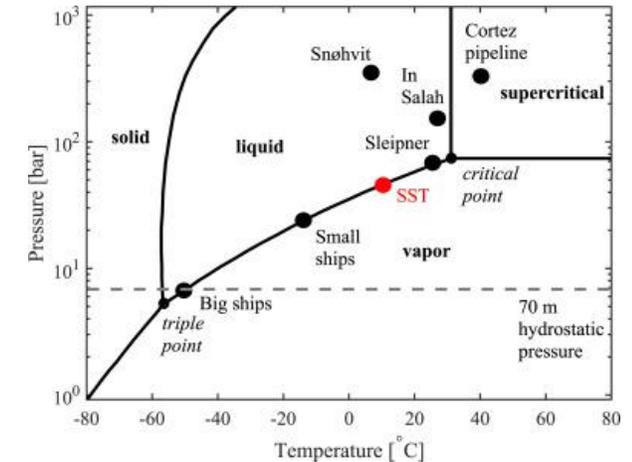
## Haute pression (40-50 barg, >0 C°)

- ▶ Nouvelle conception
- ▶ Conception évolutive et flexible
- ▶ **Réduction des coûts** de liquéfaction et de conditionnement
- ▶ Envisagée pour des projets de déchargement en mer



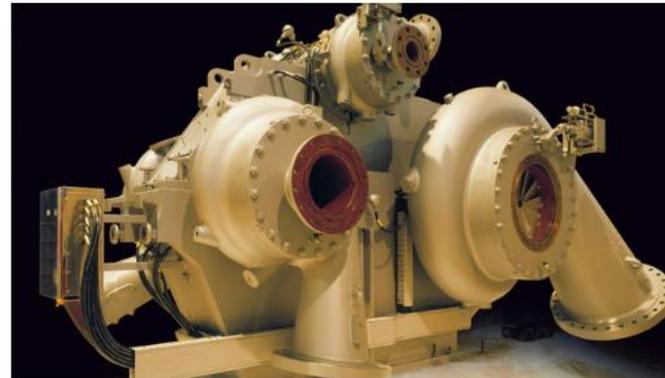
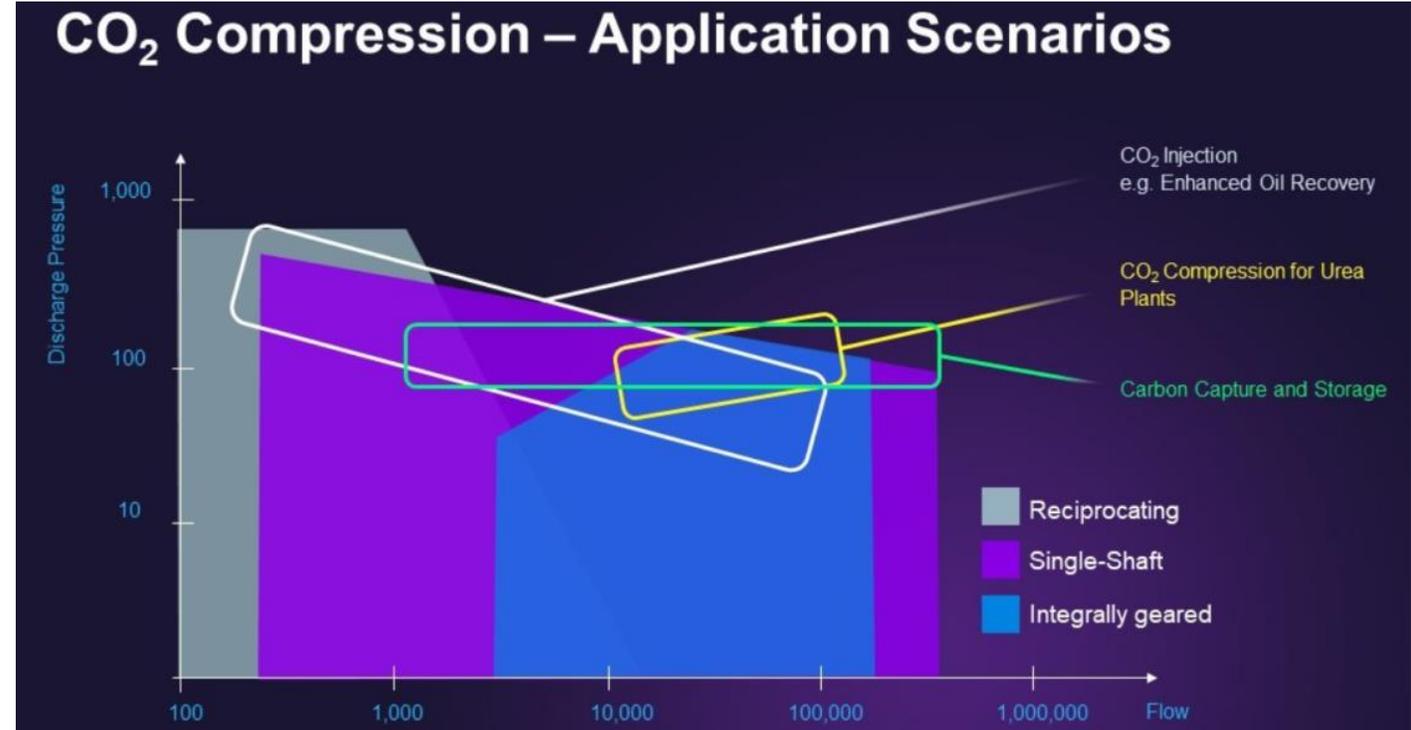
# Le transport par SST : un nouveau venu dans le transport offshore

- ▶ Les **navette sous-marine** (en anglais Subsea Shuttle Tanker, SST) transporte plutôt le CO<sub>2</sub> **sous forme liquide saturée** à 35-55 bars et 0-20°C (température ambiante). Par conséquent, **les pompes de liquéfaction et de surpression ne sont pas nécessaires**. La température du CO<sub>2</sub> dans le SST est régulée passivement en fonction du milieu ambiant, c'est-à-dire que le CO<sub>2</sub> est à l'état saturé. C'est un avantage majeur, car l'énergie nécessaire au traitement du CO<sub>2</sub> est considérablement réduite.
- ▶ De plus, le CO<sub>2</sub> liquide à 45 bars peut être directement pompé dans le réservoir à l'aide d'une **pompe de surpression à un seul étage**. C'est beaucoup plus efficace que les transporteurs de gaz, qui nécessitent des pompes de surpression à plusieurs étages et des réchauffeurs intermédiaires.
- ▶ Deux cloisons étanches divisent la SST en trois compartiments :
  - Compartiment arrière à inondation libre : Il contient l'équipement sensible à l'humidité, notamment le moteur, la boîte de vitesses, les commandes du gouvernail, la batterie, le réservoir de compensation arrière et le réservoir de compensation arrière.
  - Compartiment avant à inondation libre : Contient les capteurs, le sonar, la radio, le poste de commande, les pompes de déchargement, le réservoir de compensation avant et le réservoir de compensation avant.
  - Compartiment médian inondé : Le plus grand compartiment et contient les réservoirs de flottabilité, les réservoirs de cargaison et la tuyauterie.



## Point sur la compression du CO<sub>2</sub>

- Des acteurs comme **MAN Energy Solutions** ou **Siemens Energy** fournissent des technologies pour la compression du CO<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> supercritique ainsi que pour la liquéfaction du CO<sub>2</sub>.
- Les compresseurs de CO<sub>2</sub> sont responsables d'une grande partie des énormes pénalités en termes de coûts d'investissement et d'exploitation prévues pour tout système de captage et de séquestration du carbone (CSC).



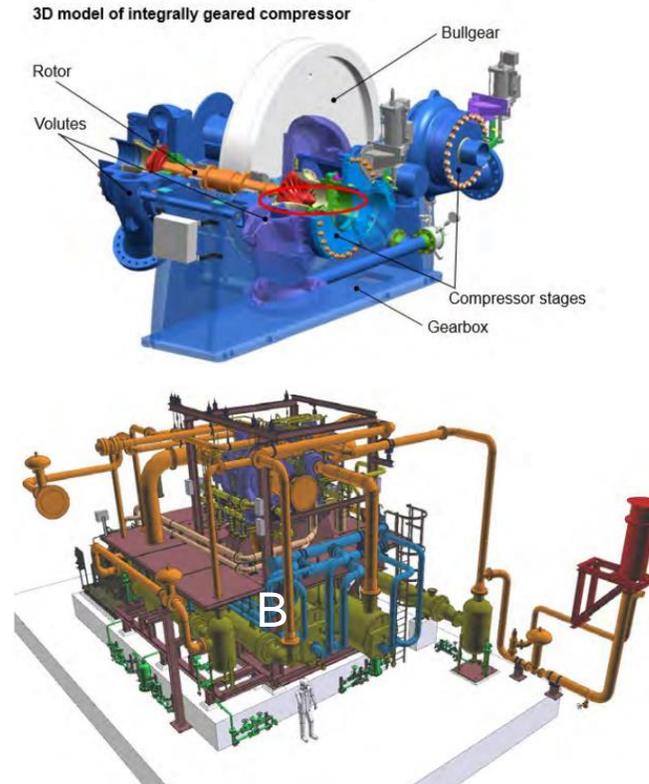
(a) Compresseurs à pistons, (b) Compresseurs à engrenages intégrés, (c) Compresseurs centrifuges à arbre unique – Source : *Siemens Energy*

# Point sur la compression du CO2

## Applications

- Séparation de l'air
- **Compression du CO2**
- Compression du H2
- Réfrigération
- Recompression de la vapeur
- Gaz combustible
- Acide nitrique
- Oxygène
- Raffinerie / Pétrochimie
- Acide téréphtalique (PTA)
- Urée
- Ammoniac
- Craquage catalytique fluide (FCC)

## Compresseur à engrenage intégral MAN



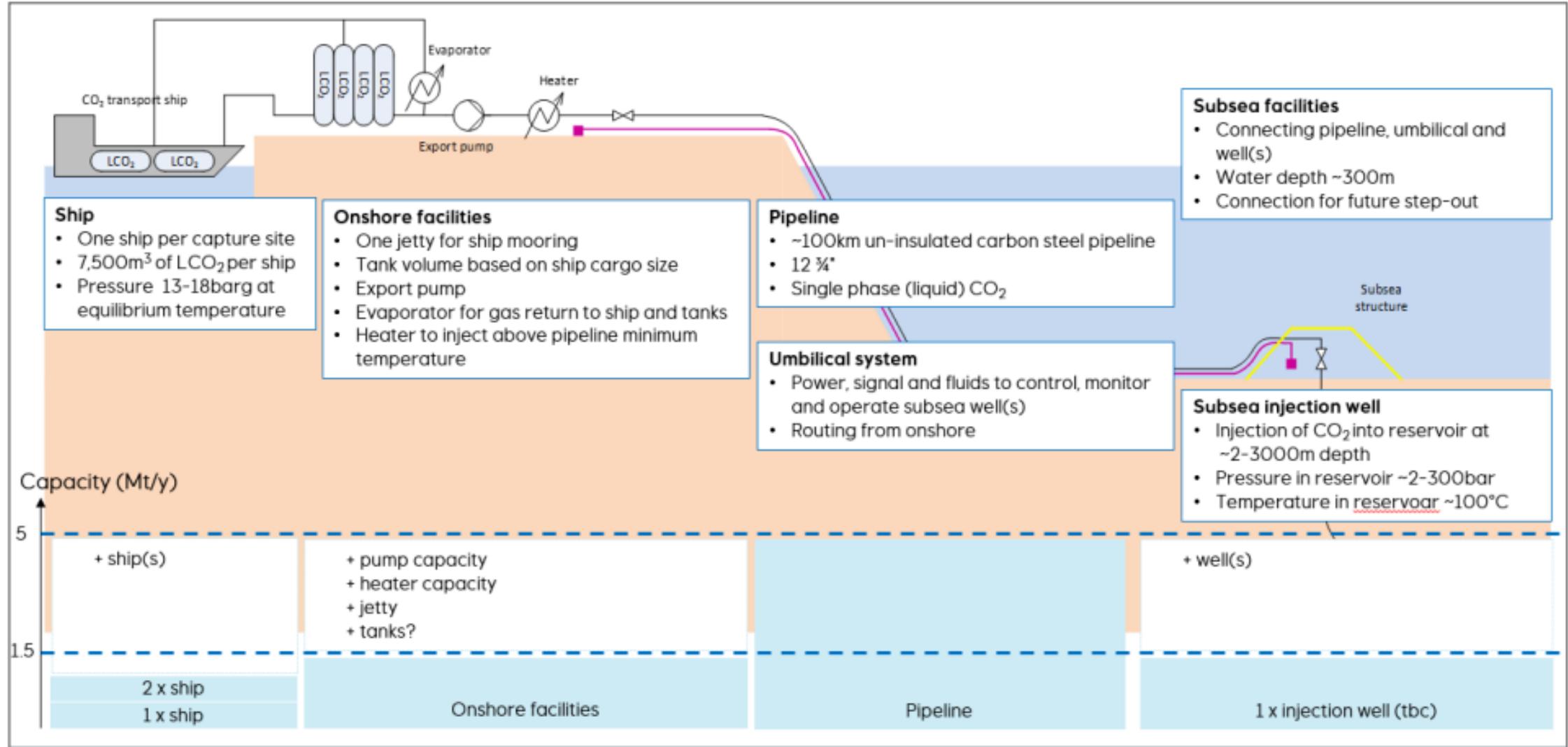
## Propriétés

- Débit d'aspiration de 1500 à 500'000 m3/h
- Pression de refoulement jusqu'à 250bara. Pression d'aspiration à partir de 0,1 bar.
- Rendement élevé grâce à la vitesse individuelle de chaque pignon. Economie d'énergie jusqu'à 20% par rapport à une conception en ligne.
- Large plage de fonctionnement - Guide d'entrée réglable Palettes, pas de contrôle de vitesse nécessaire
- Tête élevée par étage, donc moins d'étages - faible encombrement réduit. Jusqu'à 50% d'étages en moins par rapport à conception en ligne
- Refroidissement intermédiaire entre chaque étage - Moins de puissance, Faible coût d'exploitation, récupération facile de la chaleur
- Extractions, flux latéraux possibles à chaque étape.
- Flexibel - Plusieurs services avec une seule unité
- Entraînement direct pour la turbine à vapeur



Source : CIMAC – Présentation CCS, 2018, MAN





Les blocs de construction du concept Northern Lights, avec les capacités de la première phase indiquées en bleu.

# Projet global CSC Northern Lights (Norvège)



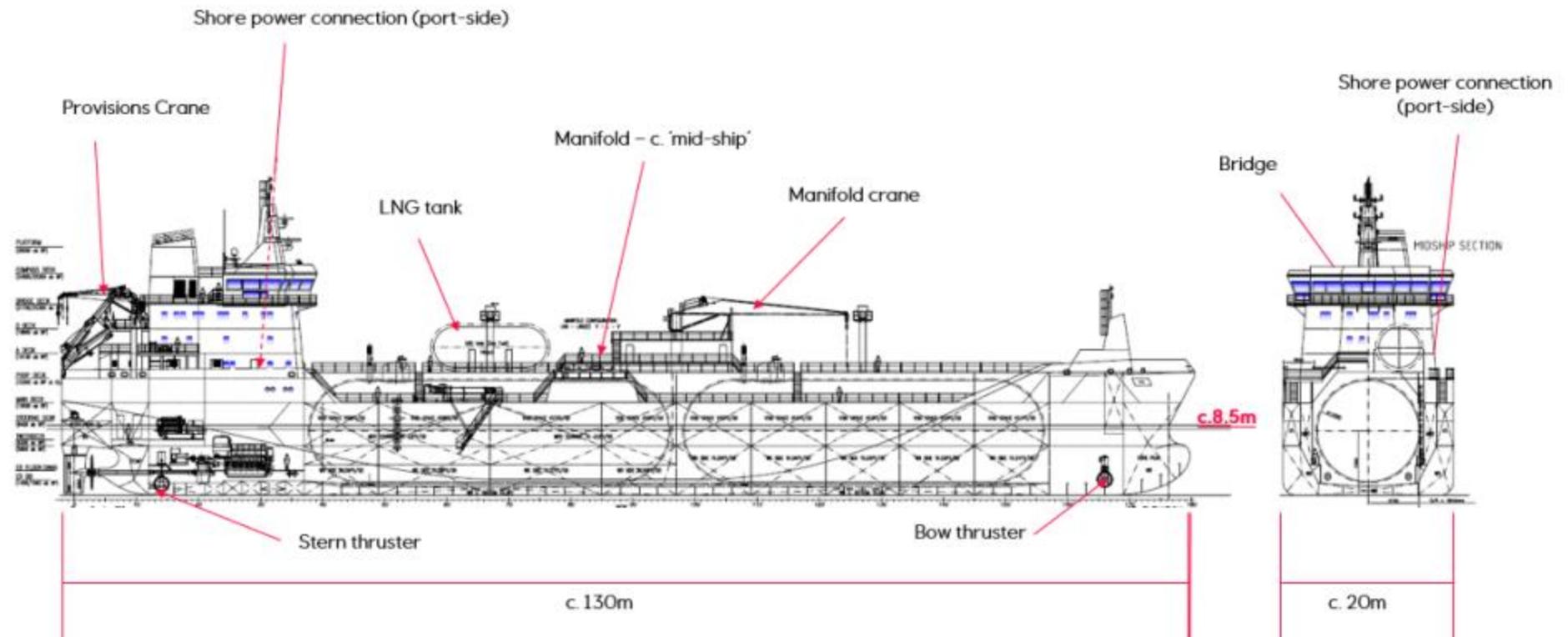
## Transport maritime actuel

- Le transport du CO<sub>2</sub> est exclusivement destiné à l'industrie alimentaire et des boissons.
- 5 navires construits
- Condition de pression moyenne (15-18 bar, -22 à -30°C)
- Volumes limités (900-1850 m<sup>3</sup>)



## Projet Northern Lights

- 2 navires en construction (longueur de 130 mètres).
- Le réservoir de grand diamètre a nécessité le développement d'un alliage spécial d'acier au nickel à haute résistance à la traction avec une épaisseur de paroi de réservoir de 50 mm
- Condition de pression moyenne (15-18 bar, -22 à -30°C)
- Volumes : 7500 m<sup>3</sup>



# Le transport maritime du CO<sub>2</sub> : Le projet CETO – CO<sub>2</sub> Efficient Transportation via Ocean (transport maritime à basse pression)

## ► Objectif :

Exécuter un processus complet de qualification technologique d'une solution de CO<sub>2</sub> à basse pression pour le transport maritime, afin de permettre à des navires plus grands de transporter un plus grand volume de CO<sub>2</sub>, tout en assurant la sécurité et l'efficacité du transport maritime. des navires plus grands pour un plus grand volume de CO<sub>2</sub> et pour réaliser une chaîne de transport sûre et rentable.

- La conception du navire CO<sub>2</sub> sera capable de transporter 30 000 m<sup>3</sup> de LCO<sub>2</sub>.
- Pour la conception de la citerne, il est prévu que le carbone-manganèse à très haute résistance (NV690) soit le matériau offrant le meilleur compromis entre résistance et coûts. Il doit passer par un processus de qualification, car il n'est pas approuvé dans le code IGC pour des températures allant jusqu'à -55 °C.

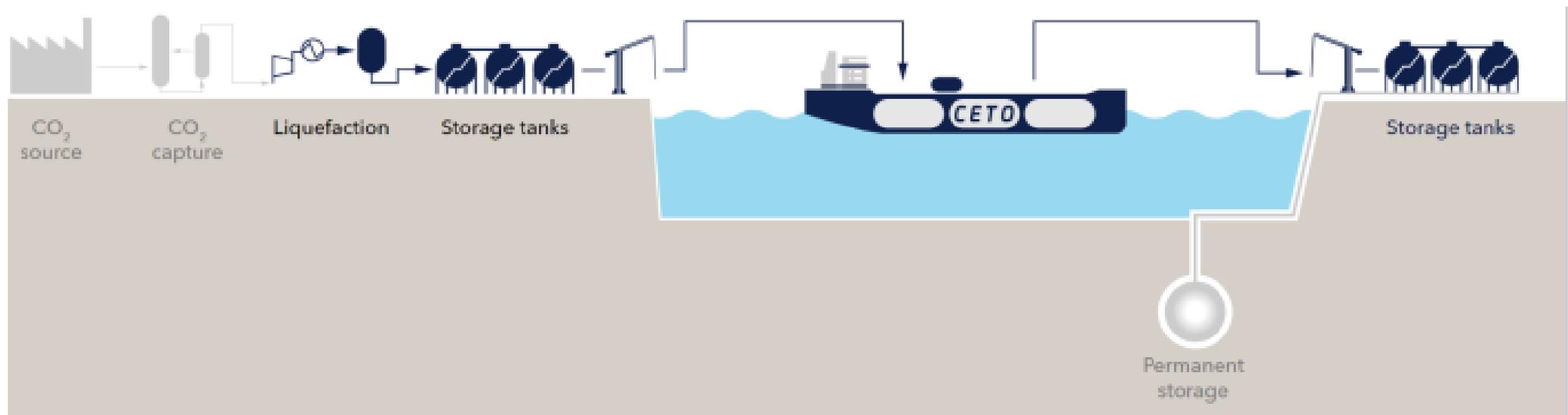


CLIMIT

Worley



mossmaritime



## Le transport maritime du CO2 : Le projet NEDO

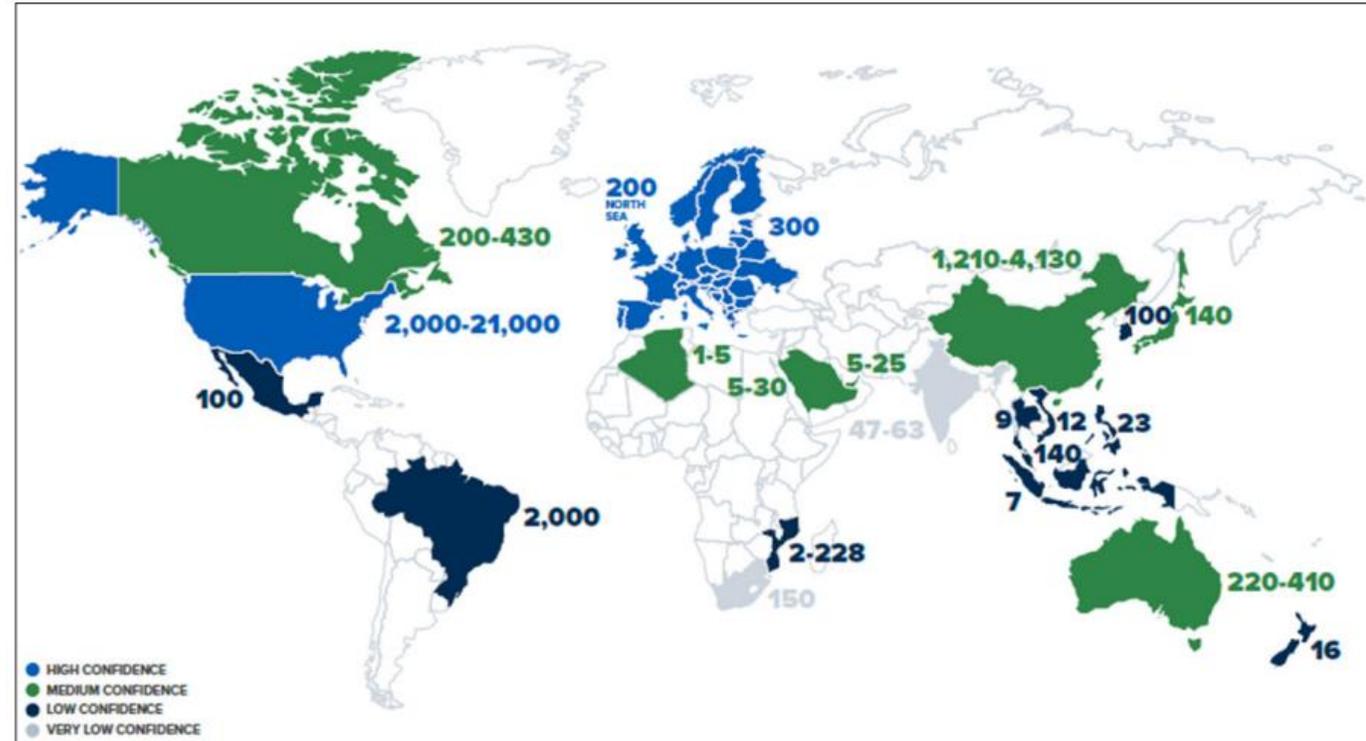
- ▶ En 2021, Le Japon a lancé un projet de démonstration sur le transport de LCO2 soutenu par l'Organisation pour le développement des nouvelles énergies et des technologies industrielles (NEDO), l'agence nationale japonaise de recherche et de développement.
- ▶ Dans le cadre de ce projet, le navire d'essai de démonstration sera construit et dédié au transport de LCO2.
- ▶ Le projet vise à développer les technologies nécessaires pour un système intégré de transport par bateau de LCO2 et une méthode opérationnelle sûre, y compris des **conditions de basse température et de basse pression**, seront menées pour développer une chaîne CCUS à grande échelle.
- ▶ **Mitsubishi Shipbuilding** sera en charge de tous les aspects, de la conception du navire à la construction, y compris le système de confinement de la cargaison, en appliquant ses technologies de traitement du gaz et son expertise cultivées grâce à la construction de transporteurs de gaz liquéfié pour le GPL et le GNL.
- ▶ Le navire de démonstration devrait mesurer **236 pieds de long** avec une **capacité de réservoir de 1 450 m<sup>3</sup>**. L'achèvement et la livraison sont prévus pour le second semestre de l'exercice 2023.



Rendu conceptuel du premier transporteur de CO2 conçu pour CCS (Mitsubishi)

## Le stockage du CO2

- ▶ Dans son rapport spécial sur le captage, l'utilisation et le stockage du CO2 (AIE, 2020), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) indique que la **capacité mondiale de stockage** de CO2 est estimée **entre 8 000 et 55 000 Gt**, la plus grande partie se situant sur les continents (de 6 000 à 42 000 Gt) et le reste en offshore (de 2 000 à 13 000 Gt).
- ▶ Même l'estimation la plus basse (8 000 Gt) dépasse de très loin les 220 Gt de CO2 qui devraient être stockées sur la période 2020- 2070 selon le scénario de développement durable de l'AIE. Il s'agit de **capacités théoriques et potentielles**.
- ▶ D'importants efforts en matière d'exploration et de caractérisation du sous-sol sont donc encore nécessaires pour parvenir à des estimations plus précises.
- ▶ Une carte dressant le panorama mondial des ressources de stockage géologique de CO2 a été produite par le Global CCS Institute (2019) dans son rapport d'étape annuel, s'appuyant sur les données des pays où des estimations ont déjà été réalisées. Les chiffres indiqués correspondent à des capacités théoriques ou potentielles.

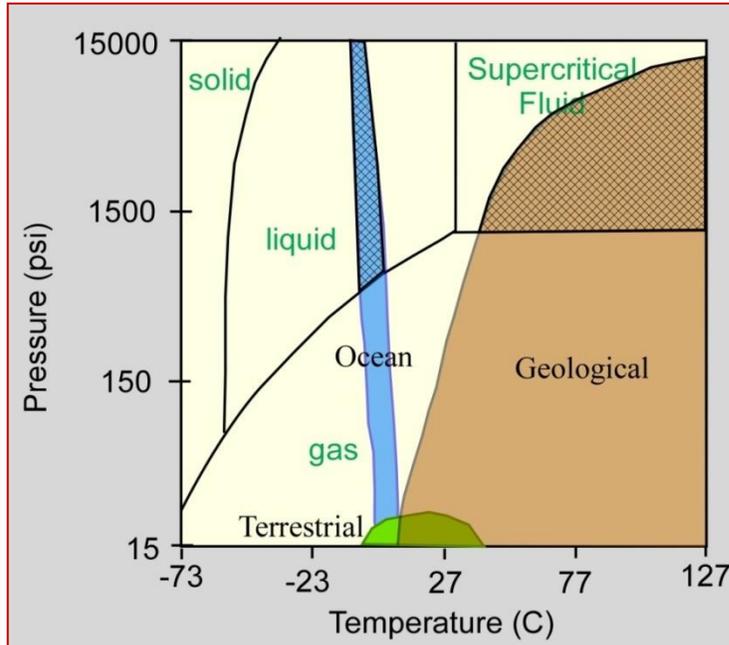


Estimation des ressources de stockage géologique de CO2 dans le monde (en GtCO2 ) – Source : [Global CCS Institute](#) (2019).

# Le stockage du CO<sub>2</sub> : Cibles pour la séquestration du CO<sub>2</sub>

## Terrestre

- ▶ Rejet dans l'atmosphère pour incorporation dans la biomasse (court terme - 10-100 ans)



### Conditions de pression et de températures des 3 cibles de séquestration

- ▶ Les conditions océaniques permettent l'élimination du **CO<sub>2</sub> liquide**
- ▶ Les conditions géologiques permettent l'élimination du **CO<sub>2</sub> supercritique**.

## Océanique

- ▶ Rejet dans l'océan pour dissolution et dispersion (moyen terme - 100-1000 ans)

### Caractéristiques

- ▶ Élimination dans les profondeurs de l'océan
- ▶ La plupart des océans sont suffisamment profonds pour que le CO<sub>2</sub> reste en **phase liquide**. (la profondeur moyenne des océans est de 12 460 pieds)
- ▶ La plus grande capacité de stockage potentielle (2 000 - 12 000 GtCO<sub>2</sub> - dans le monde entier)
- ▶ Durée de stockage de 100 à 1000 ans.
- ▶ Dommages écologiques potentiels (changement de pH)
- ▶ Modèles et projets à petite échelle uniquement

## Géologique

- ▶ Injection dans le sous-sol (à long terme - 10 000 à 1 000 000 d'années).

### Caractéristiques

- ▶ Élimination dans des emplacements souterrains
- ▶ Suffisamment profond pour rester **supercritique** (plus de 2500 pieds de profondeur)
- ▶ Grande capacité de stockage potentielle (200 - 2,000GtCO<sub>2</sub> dans le monde)
- ▶ Durée de stockage de 10 000 à 1 000 000 d'années.
- ▶ Dommages écologiques potentiels (fuites ponctuelles)
- ▶ Plus de 40 ans d'expérience dans le domaine de la récupération assistée des hydrocarbures et de l'élimination des gaz acides.

## Deux méthodes de stockage géologique du CO<sub>2</sub>

Les méthodes de stockage géologiques diffèrent selon (i) la technique d'injection utilisée et (ii) le type de formation rocheuse ciblée.

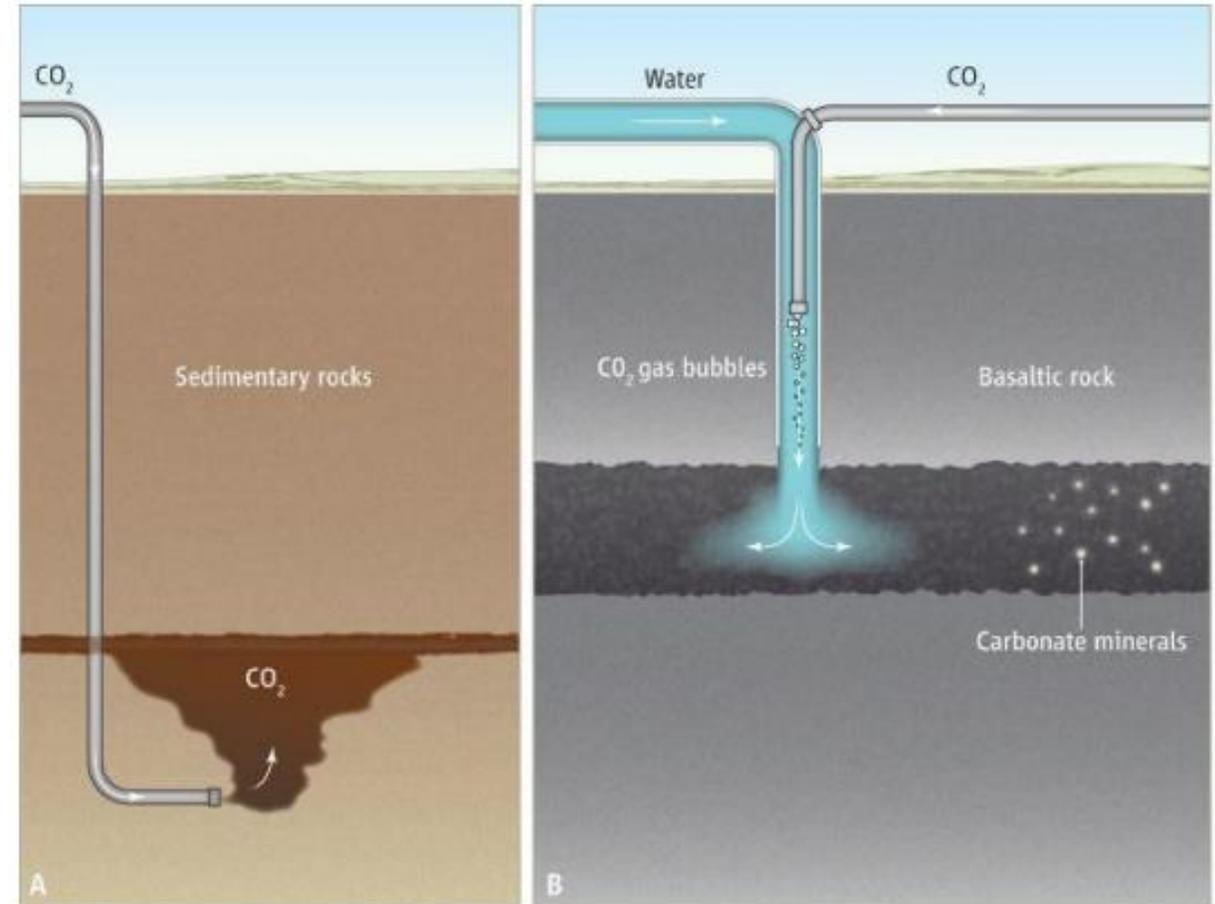
Deux principales approches sont développées aujourd'hui pour le stockage géologique du CO<sub>2</sub> :

### ► L'injection de scCO<sub>2</sub> dans des formations sédimentaires

Pour optimiser les coûts de l'injection, le CO<sub>2</sub> est souvent injecté sous forme de gaz supercritique (scCO<sub>2</sub>). À l'état supercritique, un fluide se comporte comme un gaz avec une densité proche d'un liquide, ce qui présente l'avantage de maximiser la masse de CO<sub>2</sub> injecté par unité de volume pompée.

### ► La carbonatation de roches réactives du sous sol par injection d'eau chargée en CO<sub>2</sub> (méthode CarbFix)

Cette technique d'injection consiste à dissoudre le CO<sub>2</sub> dans de l'eau, avant ou pendant l'injection, et d'injecter l'eau chargée en CO<sub>2</sub> dans le réservoir. Avec cette technique, pas de problème de remontées de gaz. En revanche, environ 25 tonnes d'eau sont nécessaires pour injecter chaque tonne de CO<sub>2</sub>.

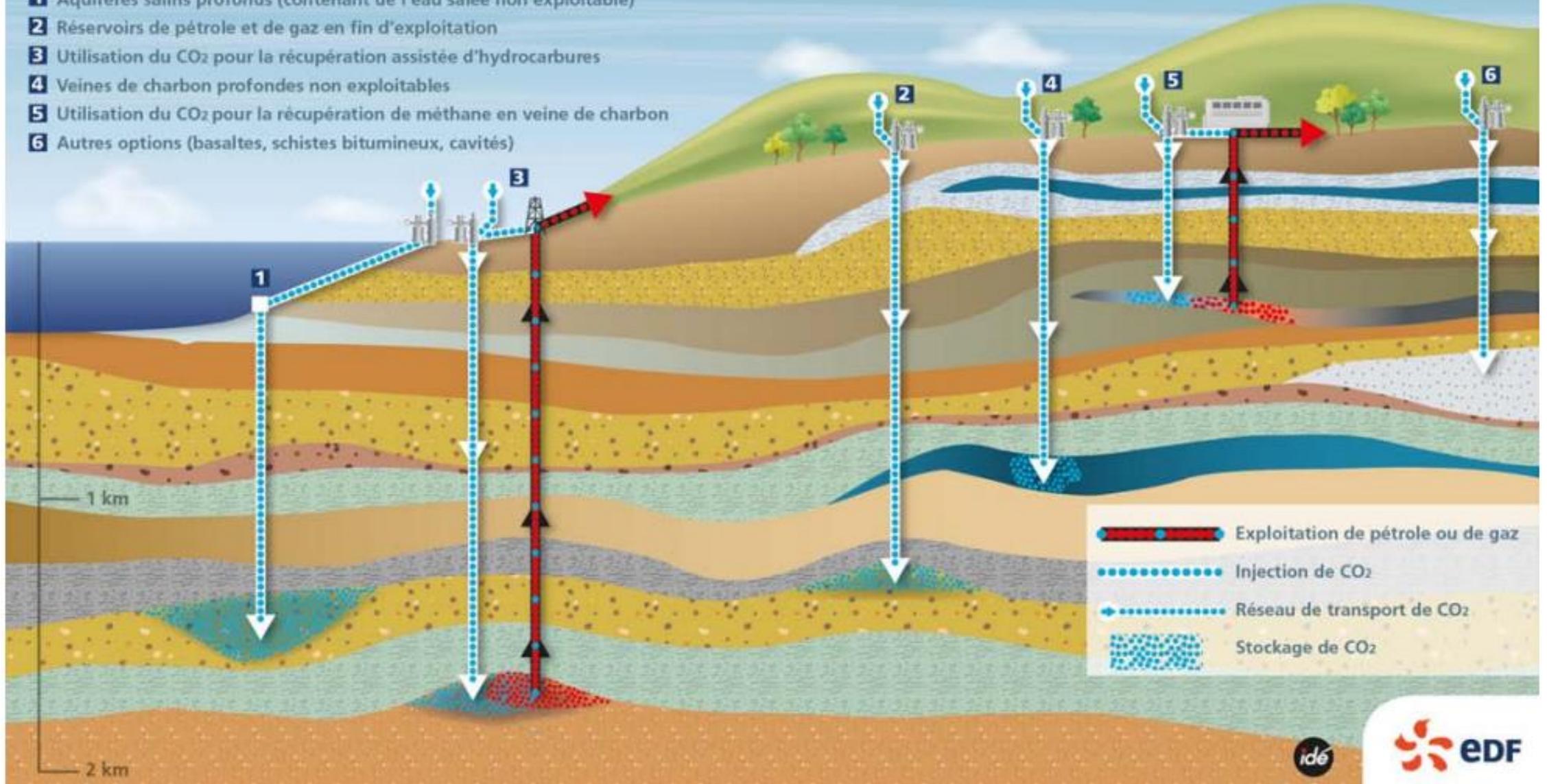


Les deux approches actuelles pour le stockage géologique du CO<sub>2</sub> : a) stockage dans des formations sédimentaires : le CO<sub>2</sub> est injecté sous forme supercritique et piégé par une roche de couverture imperméable ; b) la méthode CarbFix : le CO<sub>2</sub> est dissout dans de l'eau concomitamment à son injection dans un réservoir basaltique où il réagit avec la roche hôte pour former des carbonates

# Le stockage géologique du CO<sub>2</sub>

## Options de stockage géologique du CO<sub>2</sub>

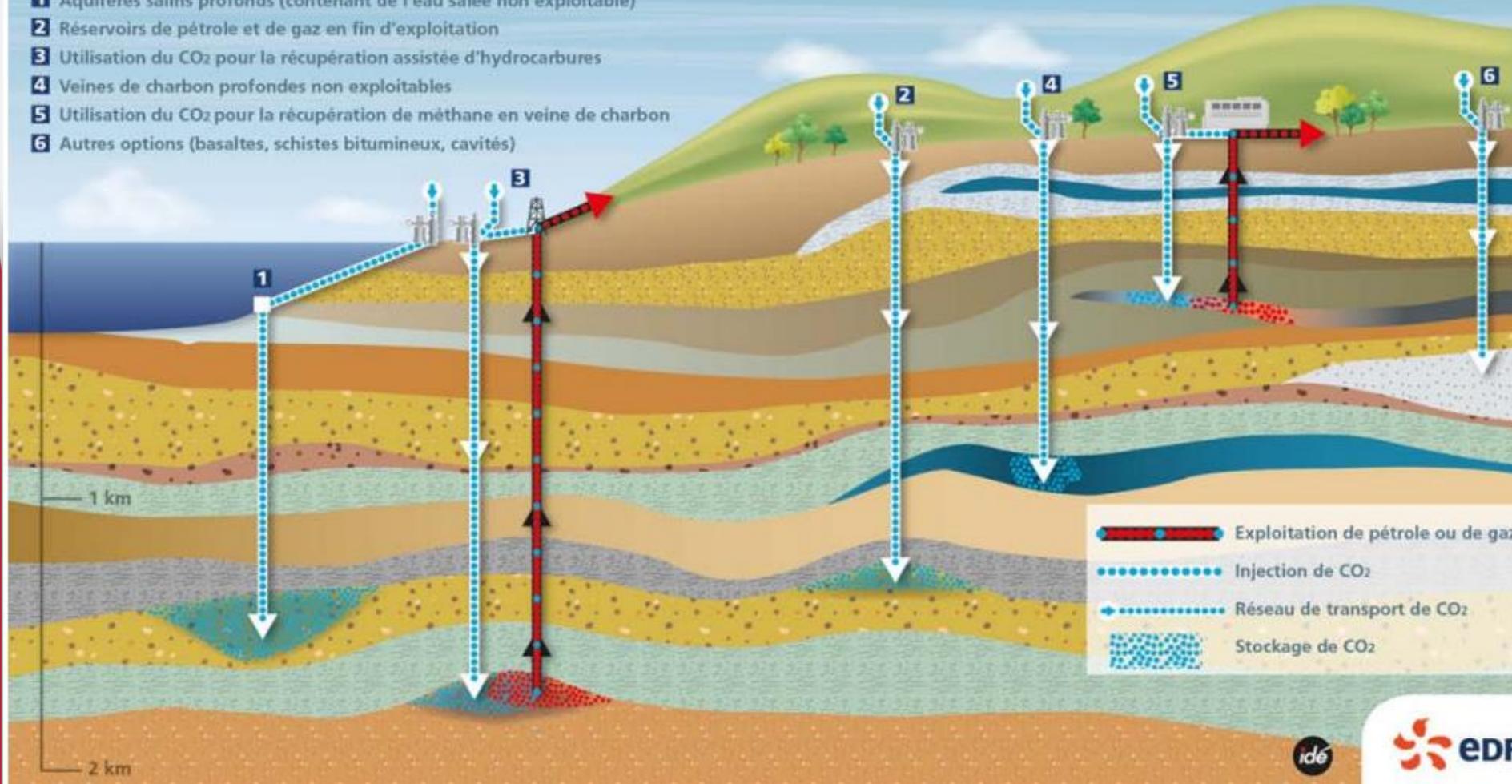
- 1 Aquifères salins profonds (contenant de l'eau salée non exploitable)
- 2 Réservoirs de pétrole et de gaz en fin d'exploitation
- 3 Utilisation du CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée d'hydrocarbures
- 4 Veines de charbon profondes non exploitables
- 5 Utilisation du CO<sub>2</sub> pour la récupération de méthane en veine de charbon
- 6 Autres options (basaltes, schistes bitumineux, cavités)



# Le stockage géologique du CO<sub>2</sub>

## Options de stockage géologique du CO<sub>2</sub>

- 1 Aquifères salins profonds (contenant de l'eau salée non exploitable)
- 2 Réservoirs de pétrole et de gaz en fin d'exploitation
- 3 Utilisation du CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée d'hydrocarbures
- 4 Veines de charbon profondes non exploitables
- 5 Utilisation du CO<sub>2</sub> pour la récupération de méthane en veine de charbon
- 6 Autres options (basaltes, schistes bitumineux, cavités)



► Toute formation suffisamment profonde et présentant une étanchéité, une porosité et une perméabilité adéquates pourrait être un site de stockage potentiel ; les formations salines et les gisements de pétrole et de gaz remplissent ces conditions.

► La capacité de stockage géologique mondiale est bien connue pour les gisements de pétrole et de gaz, mais incertaine pour d'autres formations telles que les formations salines. Aujourd'hui, près de 75 % du CO<sub>2</sub> capté est utilisé pour la RAP.

► Si les gisements de pétrole et de gaz ont la capacité de répondre à la demande des projets CCUS, leur emplacement géographique est limité, ce qui pourrait constituer un défi important pour les projets à venir. Par conséquent, il est possible que les projets CCUS à venir modifient les types de stockage, passant principalement de la récupération assistée du pétrole (RAP ou EOR en anglais) dans les champs pétroliers et gaziers au stockage géologique dédié dans les formations salines.

## Le stockage géologique du CO<sub>2</sub> : Le cas des aquifères salins et marins

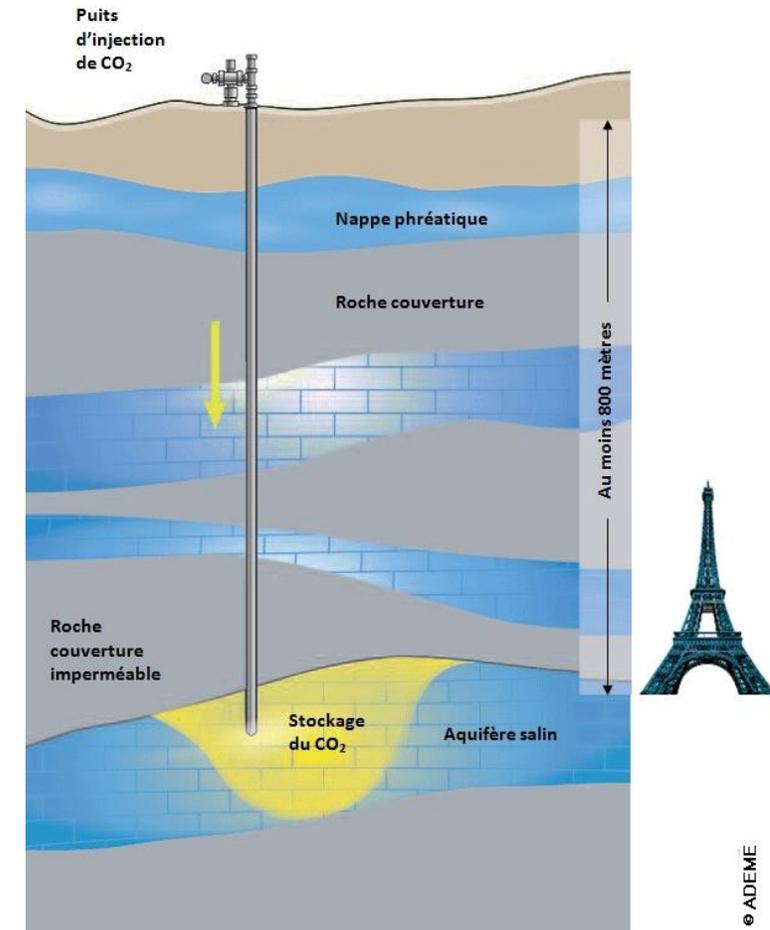
Les aquifères salins comprennent des formations géologiques constituées de roches perméables à l'eau qui sont saturées de saumure. La quantité de CO<sub>2</sub> qui peut être stockée dans les aquifères salins est importante.

Un aquifère doit présenter certaines **propriétés essentielles** pour être considéré comme adapté au stockage du CO<sub>2</sub>. Ces propriétés sont les suivantes : une porosité, une perméabilité et une épaisseur suffisantes, une profondeur adéquate et une roche couverture imperméable.

Les sites de stockage potentiels doivent être **géologiquement stables** en ce qui concerne leur activité tectonique, qui peut former des voies de migration du CO<sub>2</sub> du réservoir à travers la roche couverture, voire jusqu'à la surface.

Contrairement à d'autres types de sites de stockage, les aquifères salins possèdent souvent une grande couverture territoriale. Par conséquent, il est plus probable qu'ils soient placés **à proximité des sources d'émission de CO<sub>2</sub>**, et donc que le coût du transport du CO<sub>2</sub> diminue.

Le défi le plus urgent concernant la séquestration du CO<sub>2</sub> dans les aquifères salins est **l'accumulation potentielle de pression et la mobilisation du CO<sub>2</sub> dans la formation**, ce qui pourrait éventuellement provoquer la fracture de la formation, réactiver les failles éventuelles et finalement conduire à une fuite de CO<sub>2</sub>.



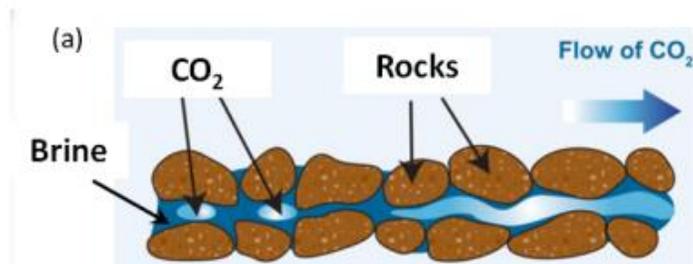
*Coupe schématique d'un stockage dans un aquifère salin, à au moins 800 mètres de profondeur. Le sous-sol est composé d'une alternance de couches imperméables et de couches poreuses et perméables.*

# Le stockage géologique du CO<sub>2</sub> :

## Le cas des aquifères salins et marins

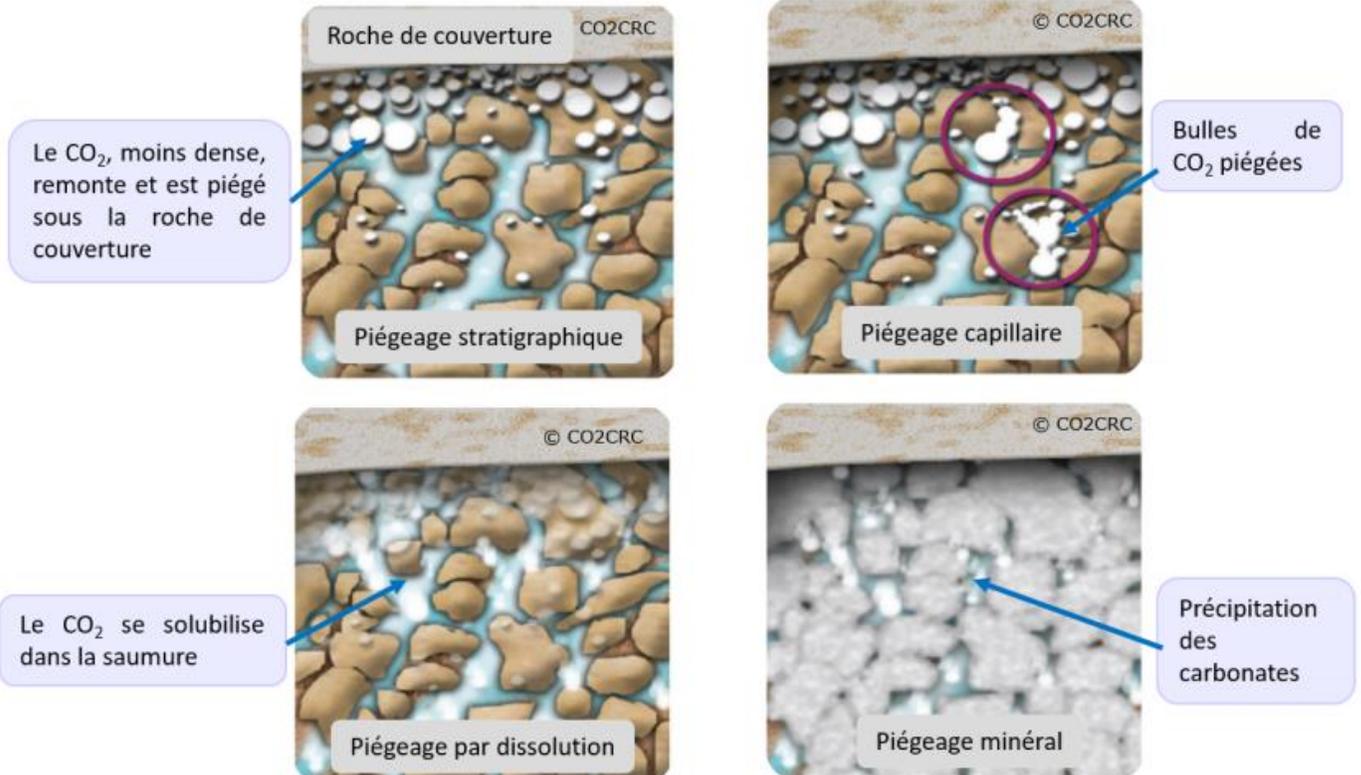
- Les différents mécanismes de piégeage du CO<sub>2</sub> dans les aquifères salins profonds

Différents phénomènes physico-chimiques vont entraîner un piégeage de CO<sub>2</sub>. Quatre principaux mécanismes de piégeage du dioxyde de carbone suite à son injection dans l'aquifère ont été identifiés : stratigraphique, capillaire (résiduel), de solubilité et minéral



(a) Schéma d'une injection de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin profond. (b) Schémas des différents mécanismes de piégeage, de gauche à droite : stratigraphique, capillaire (résiduel), de solubilité et minéral.

(b)



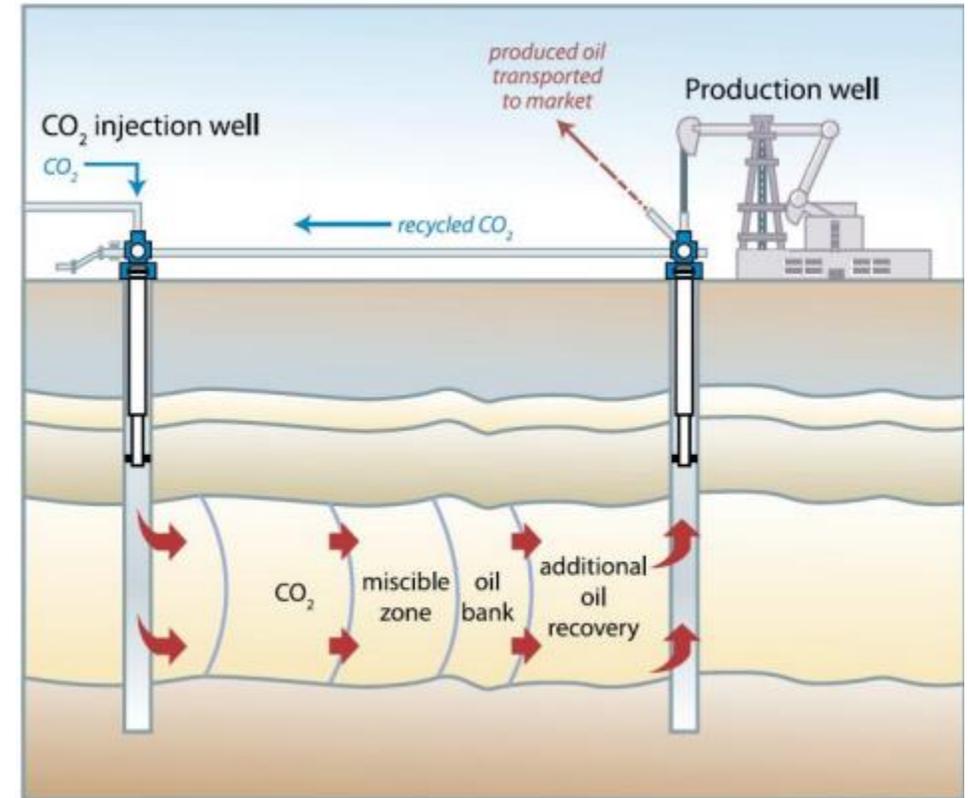
## Le stockage géologique du CO<sub>2</sub> : Le cas des réservoirs de pétrole et de gaz déplétés ou épuisés

Les réservoirs de pétrole et de gaz naturel sont considérés comme des sites de stockage géologique optimaux car ils ont stocké des hydrocarbures pendant des millions d'années et présentent des propriétés appropriées pour le stockage du CO<sub>2</sub>.

Une fois que le pétrole et le gaz naturel ont été extraits d'une formation souterraine, ils laissent des pores de volume perméables et poreux qui pourraient être remplis de CO<sub>2</sub>. L'injection de CO<sub>2</sub> pourrait encore **améliorer la production de pétrole** en mobilisant les fluides vers les puits de production par un processus appelé récupération assistée du pétrole (EOR).

De plus, les réservoirs de pétrole et de gaz disposent d'une **abondance d'équipements existants**, établis en surface et sous terre, qui peuvent être réutilisés pour le stockage du CO<sub>2</sub> grâce à des conversions à petite échelle.

La quantité de CO<sub>2</sub> qui pourrait être stockée dans les gisements de gaz épuisés dépend fortement de la quantité de gaz produite et du degré d'épuisement du gisement.



*Procédé de récupération assistée de pétrole par injection de CO<sub>2</sub>*

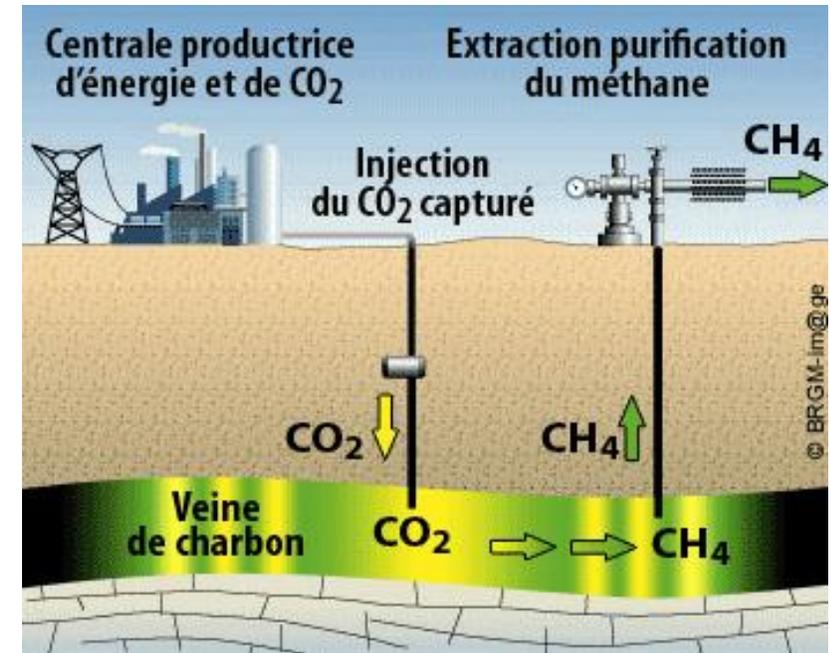
## Le stockage géologique du CO<sub>2</sub> : Le cas des veines de charbon

Le charbon non exploitable pourrait être un site potentiel de stockage du CO<sub>2</sub>.

Pour être envisagé pour le stockage du CO<sub>2</sub>, le filon de charbon idéal doit présenter une **perméabilité adéquate** et être **considéré comme non exploitable**. Seules les formations non exploitables ou inexploitées sont concernées, car les sites ayant subi l'extraction du charbon sont truffés de galeries de mines qui constitueraient autant de chemins de migration rapide du CO<sub>2</sub> vers la surface.

Les filons de charbon peuvent également stocker du méthane (CH<sub>4</sub>), qui pourrait être exploité en conjonction avec l'injection de CO<sub>2</sub> ; ce processus est connu sous le nom de "**récupération assistée du méthane des gisements de charbon** (ECBM)". Le CO<sub>2</sub> injecté est retenu sur la matrice de charbon par adsorption dans les filons de charbon, tandis que le CH<sub>4</sub> est également libéré et produit.

Les gisements de charbon sont **avantageux en raison de leur position**, qui est généralement proche d'une centrale électrique au charbon existante ou prévue. Par conséquent, les coûts de transport peuvent être réduits. De plus, la revente du méthane pourrait compenser une partie des coûts d'injection de CO<sub>2</sub>



*Principe du procédé de récupération assistée de méthane (ECBM) permettant d'exploiter le gaz naturel (méthane) qui se trouve piégé dans le charbon.*

# La minéralisation du CO<sub>2</sub> :

## Un procédé de stockage alternatif

La minéralisation du CO<sub>2</sub> est une option supplémentaire pour le stockage du CO<sub>2</sub> qui implique la réaction chimique de plusieurs types de roches (comme les basaltes, les grès et les serpentinites) avec du CO<sub>2</sub> supercritique, ce qui entraîne la formation de minéraux carbonatés et la séquestration ultérieure du CO<sub>2</sub> dans les minéraux carbonatés formés. La minéralisation ou la séquestration minérale sont des techniques qui ont gagné du terrain en raison de la stabilité du système final créé.

- ▶ L'Institut de Physique du Globe de Paris et le BRGM explorent actuellement cette méthode.
- ▶ Il existe deux façons de réaliser la carbonatation minérale.
  - La première est la méthodologie in situ, qui comprend l'injection de CO<sub>2</sub> dans une formation géologique appropriée pour produire des minéraux carbonatés stables qui comprennent généralement la calcite (CaCO<sub>3</sub>), la magnésite (MgCO<sub>3</sub>), la sidérite (FeCO<sub>3</sub>), ainsi que la dolomite (Ca<sub>0,5</sub>Mg<sub>0,5</sub>CO<sub>3</sub>).
  - La seconde est la méthode ex situ où le processus est réalisé en surface.

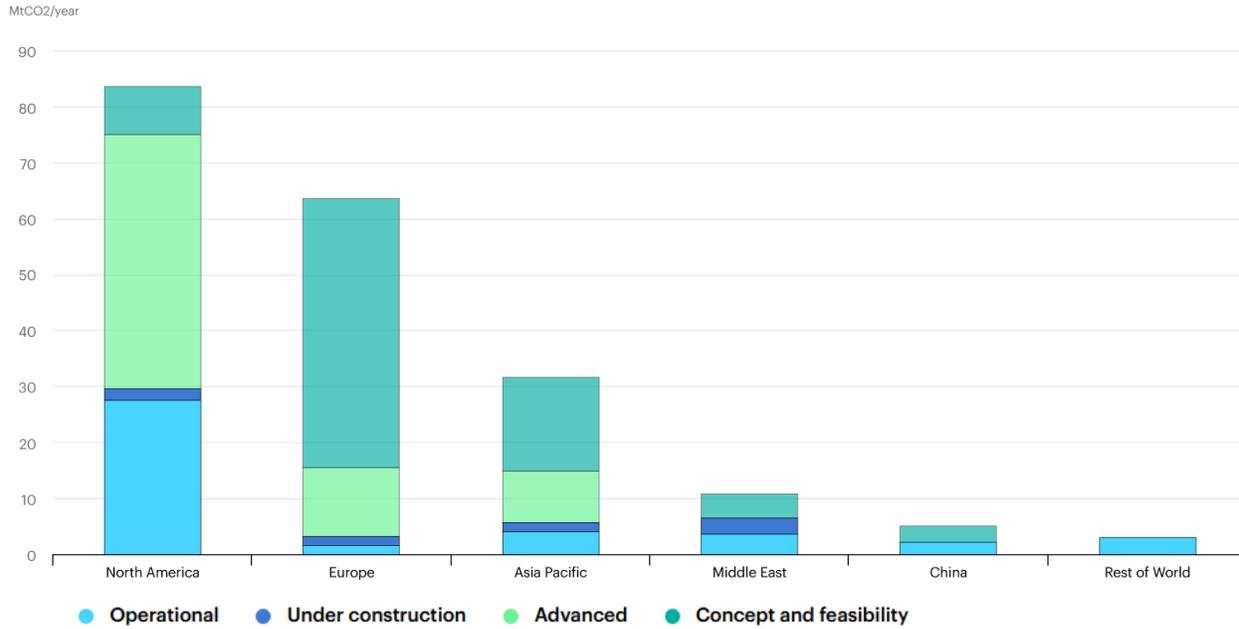


Calcium -Magnesium Silicate Rock



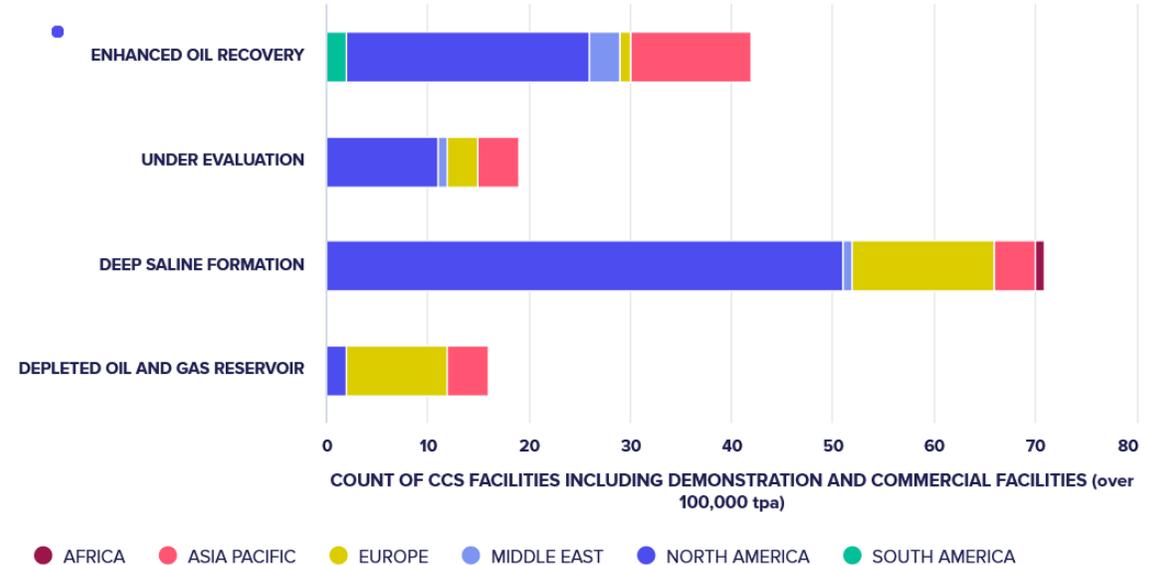
(Ca, Mg, Fe) Carbonate

# Les projets de stockage



Infrastructures de stockage du CO2 en développement par région à partir de 2022 (selon l'IAE)

Dénombrement des projets de stockage de CO2 achevés, en cours et futurs, pour tous les types de stockage et toutes les zones géographiques. Les données proviennent de plus de 150 installations de CSC, y compris des projets commerciaux et de démonstration (plus de 100 000 tpa de CO2) à tous les stades de développement. (Global CCS Institute)



Source: IAE.org & Global CCS Institute

## En résumé, un tableau comparatif

Technologie (CO2 Capacity)	Etude de cas	Avantages	Inconvénients	Niveau de maturité
<b>Réservoirs d'hydrocarbures épuisés et déplétés (930 Gt)</b>	SACROC, Texas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vaste quantité de données disponibles pour la formation</li> <li>- Coûts réduits grâce aux installations déjà en place</li> <li>- Viabilité économique accrue en raison du potentiel de récupération assistée du pétrole.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les puits existants pourraient constituer des voies privilégiées pour les fuites de CO2.</li> <li>- Possibilité de grandes distances entre les sources ponctuelles de CO2 et les sites de stockage éloignés.</li> <li>- Capacité de stockage souvent limitée</li> </ul>	TRL 5-8. Techniquement mature mais appliqué jusqu'à présent uniquement à des projets pilotes / de démonstration. Pour les CO2-EOR : mature et commerciale, TRL 9, 50 ans d'histoire d'exploitation et 40 installations opérationnelles aujourd'hui.
<b>Aquifères salins (1 000 à 10 000 Gt)</b>	Sleipner, Norvège	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grandes capacités de stockage</li> <li>- Profondeurs importantes</li> <li>- Les propriétés physiques pourraient aider à prévenir les fuites de CO2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas d'infrastructure préexistante disponible, ce qui entraîne des coûts plus élevés.</li> <li>- L'intégrité des formations salines agissant comme un joint efficace est incertaine.</li> </ul>	TRL9 Mature et prouvé depuis le projet Sleipner en mer du Nord, en exploitation depuis 1996 (> 1Mtpa), peut être surveillé et que le stockage est permanent.
<b>Basalts avec minéralisation du CO2 (30-40 Gt)</b>	Carbfix, Iceland Wallula, USA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Minéralisation réussie du CO2 en un à deux ans</li> <li>- Prévention potentielle de futures fuites de CO2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La méthode en est encore au stade de la recherche</li> <li>- Utilisation potentielle d'une grande quantité d'eau douce (basalte)</li> </ul>	TRL 2-6
<b>Lits de charbon non exploitables (40 Gt)</b>	RECOPOL, Pologne Coal-Seq, Etats-Unis ECBM, Canada	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potentiel de production de méthane lié à la séquestration du CO2</li> <li>- Proximité avec les sites d'émissions de CO2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Capacité de stockage limitée</li> </ul>	TRL 2-3

Source : VIEDOC - réalisé à partir de sources multiples

# La surveillance des sites de stockage : Un élément crucial

## ► Pourquoi surveiller ?

- Exigences en matière d'environnement (changement climatique), de santé et de sécurité
- Données permettant de démontrer la conformité du site (y compris pour répondre au public).
- Raisons financières (y compris les crédits carbone / Emissions négociables (Emissions Trading Schemes – ETS))

La surveillance et la vérification des mesures sont essentielles pour :

- Démontrer que le site de stockage est sécurisé / sûr. Montrer que le complexe de stockage fonctionne actuellement comme prévu.
- Identifier et remédier aux non-conformités (et déclencher les plans d'urgence).
- permettre la fermeture et la rétrocession du site

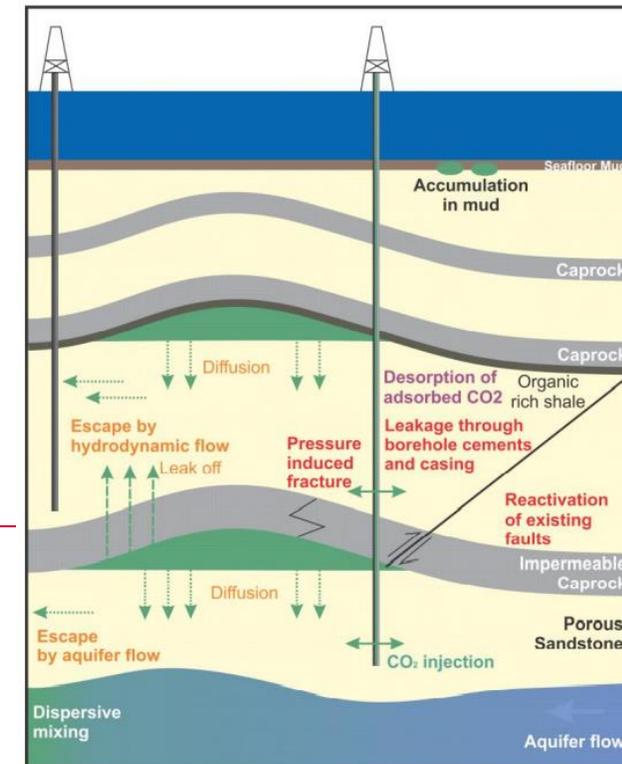
## ► Où surveiller ?

Vérifier l'efficacité et la sécurité d'un site de stockage de CO<sub>2</sub> (**surveillance environnementale**)

- Atmosphère
- Surface
- Eau souterraine

Comprendre le comportement du CO<sub>2</sub> injecté dans le réservoir (**suivi opérationnel**)

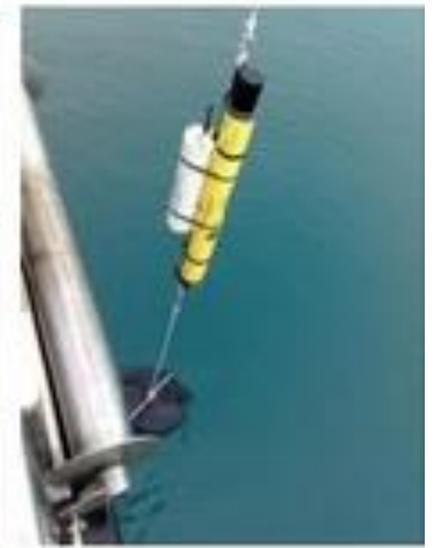
- Roche couverture
- Réservoir



# La surveillance des sites de stockage : Un élément crucial

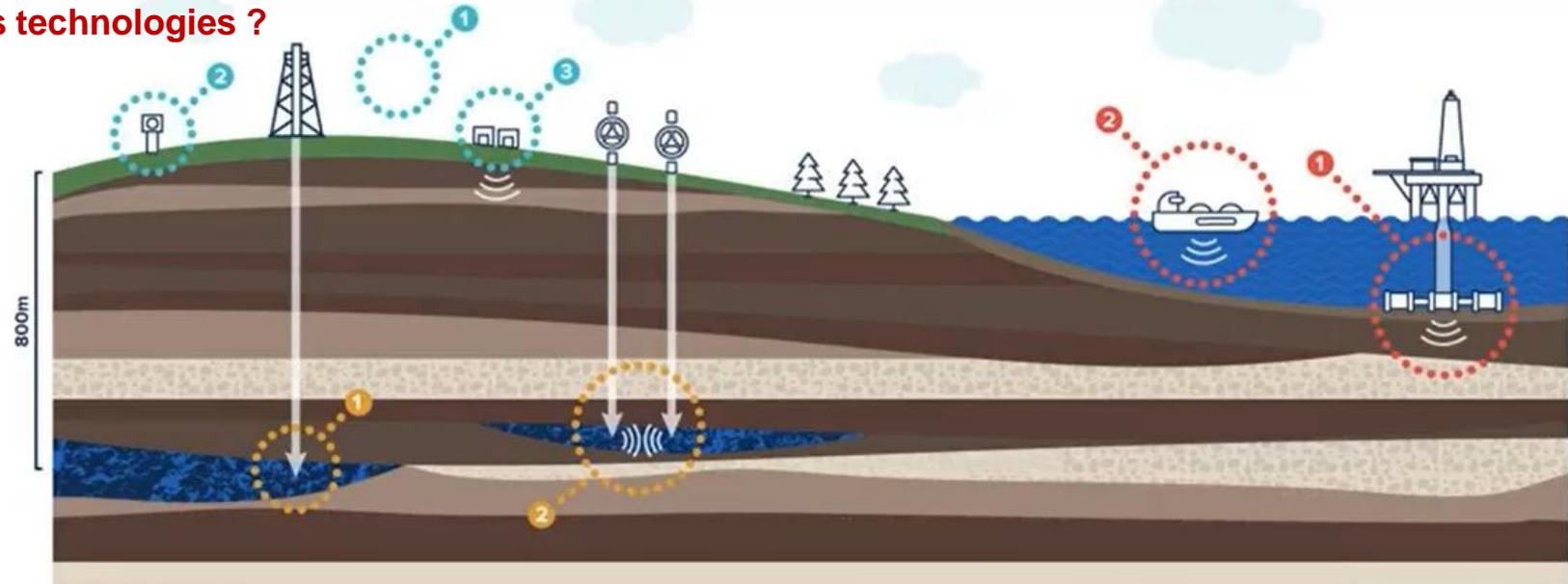
## ► Comment surveiller ?

- Évaluation des caractéristiques des fluides et des gaz en formation dans le réservoir de stockage et dans la zone environnante qui pourrait être affectée par une fuite potentielle, y compris les aquifères.
- Mesures des émissions de  $\text{CO}_2$  de fond ( $\text{CO}_2\text{bg}$ ) à la surface ou au fond de la mer
- Étude de base du fond marin, de la surface et de la zone proche de la surface pour définir tout indicateur de fuite préexistant, tel que les marques de choc.
- Étude de la surface du sol, lorsque les mouvements du sol peuvent présenter un risque.



# La surveillance des sites de stockage : Un élément crucial

## ► Avec quelles technologies ?



### 1 Atmosphère

EM aéroporté  
Spectral aéroporté  
Interférométrie satellite

### 2 Surface

Covariance des tourbillons  
Flux de gaz de surface  
Concentrations de gaz dans le sol  
Chimie des eaux souterraines

### 3 Surface

Sismique de surface 2D/3D  
EM/ERT terrestre  
Gravimétrie de surface  
Tiltmètres

### 1 Sous la surface

Chimie des fluides de fond de puits  
Pression du fond de puits  
Température du fond du puits  
Logs géophysiques

### 2 Sous la surface

EM transversal  
ERT transversal  
Sismique transversale  
Micro sismique  
Profilage sismique vertical  
Gravimétrie de puits

### 1 Offshore

Profilage sismique Boomer / Sparker  
Détection des flux de bulles  
Sondages multi-échos  
Sonar à balayage latéral

### 2 Offshore

Échantillonnage de gaz du fond marin  
Géochimie de l'eau de mer  
Sismique du fond marin  
EM du fond marin

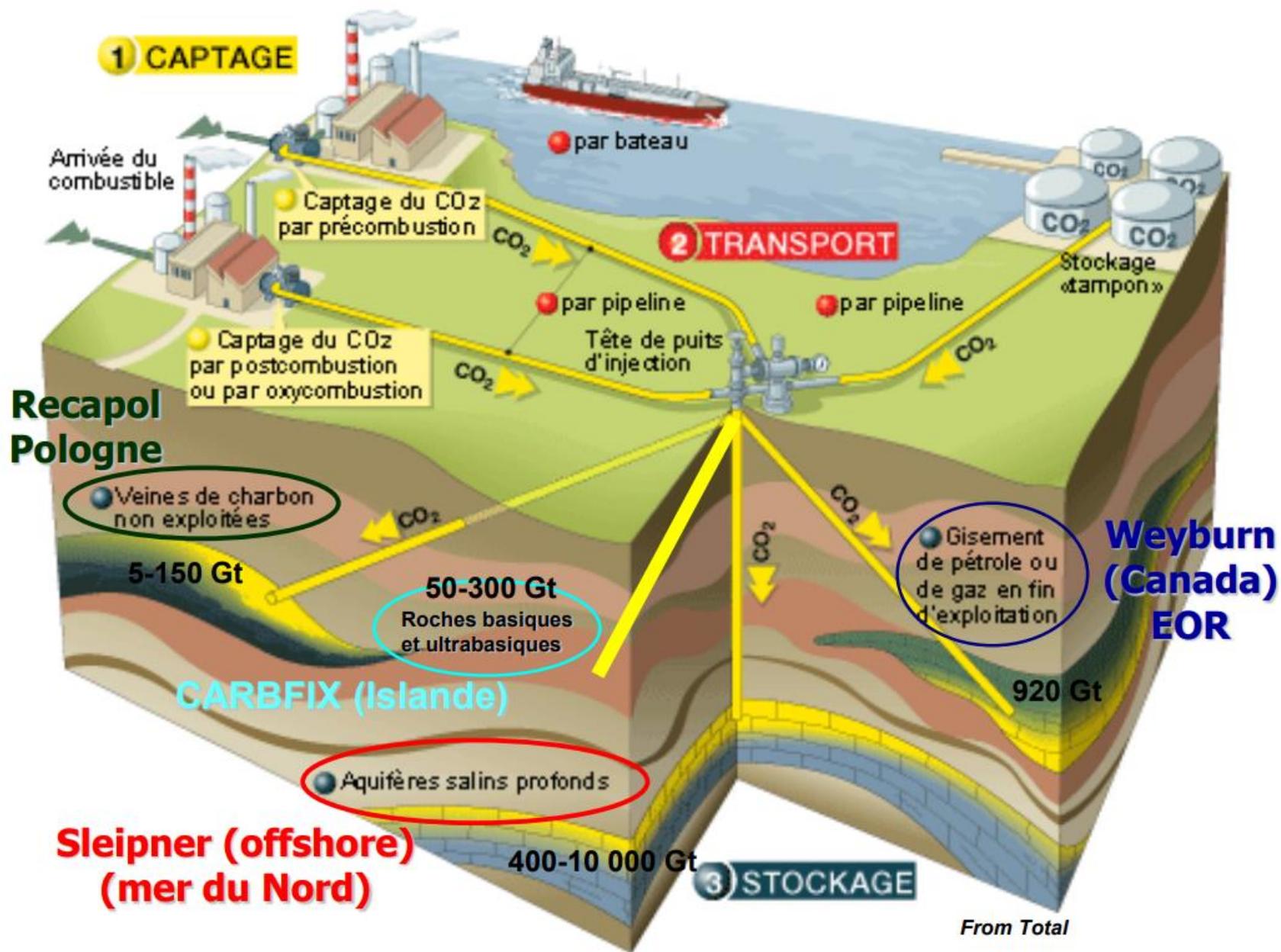
EM : Electromagnétique

ERT : Tomographie par résistance électrique

Source : [CCS Talks: All you need to know about CO2 Storage](#), Global CSS Insitute (video)

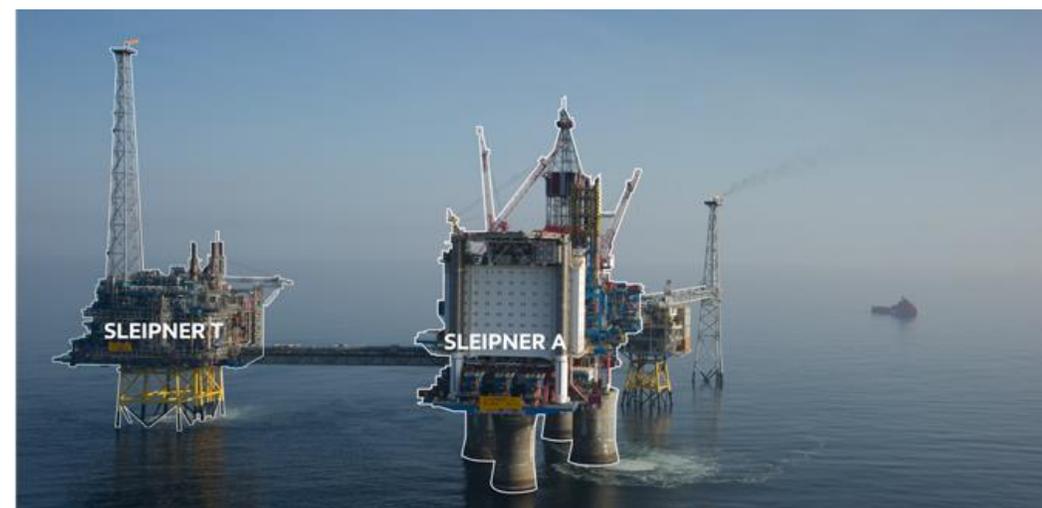
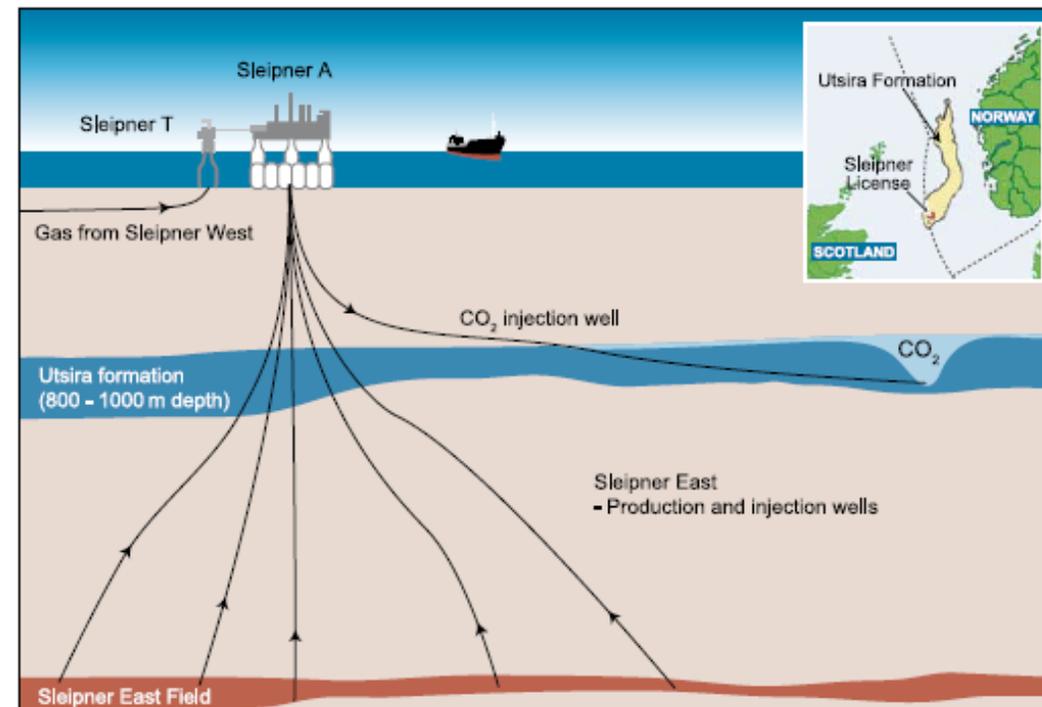
Pour en savoir plus : [Monitoring, Verification, and Accounting of CO2 Stored in Deep Geologic Formations](#)

# Retour sur 4 projets de stockage



# Projet de stockage Sleipner (Norvège) : Aquifère marin

- ▶ Sleipner est un **champ gazier de la mer du Nord** exploité par Statoil, la plus grande compagnie pétrolière de Norvège. La Norvège applique une taxe sur le carbone d'environ 50 euros par tonne (200 euros en 2030) pour tout CO<sub>2</sub> émis dans l'atmosphère. Pour éviter cette taxe, Statoil réinjecte du CO<sub>2</sub> dans le sous-sol depuis le début de la production en 1996.
- ▶ Lors de sa mise en service, Sleipner était la **première installation CCS au monde capable de stocker le CO<sub>2</sub> capté dans un réservoir salin profond** situé à 800 m sous la mer.
- ▶ La zone de Sleipner présentait les conditions idéales pour installer un réservoir salin. La grande formation de grès située sous la plateforme comprend un fond rocheux solide capable d'accueillir des volumes importants de CO<sub>2</sub>. L'arbre de forage de la plateforme Sleipner A permettait d'installer une conduite acheminant le CO<sub>2</sub> jusqu'à l'aquifère.
- ▶ La capacité de stockage du CO<sub>2</sub> est estimée à **600 milliards de tonnes** (20 ans d'émissions mondiales de CO<sub>2</sub>). Des millions de tonnes de CO<sub>2</sub> ont été stockées depuis 1996



# Projet de stockage Carbfix (Islande) : Roches basiques et ultra-basiques

Le projet CarbFix a débuté en 2007, en Islande, pour y développer une **approche innovante de capture du CO<sub>2</sub>** et du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) en les dissolvant dans de l'eau qui est ensuite directement injectée en profondeur pour les minéraliser. Cette approche apporte plusieurs améliorations par rapport aux technologies existantes :

- ▶ une réduction significative des coûts de traitement des fumées de la centrale d'Hellisheiði grâce au procédé simplifié de capture des gaz, notamment pour le H<sub>2</sub>S dont la capture par absorbants alcalins est chère et les émissions très réglementées ;
- ▶ une injection des gaz sous forme d'une dissolution dans l'eau, laquelle permet d'éviter le problème de remontée des gaz moins denses et d'accélérer la réaction avec la roche hôte.

Une des limites de la méthode CarbFix est sa **consommation importante d'eau douce** : environ 25 tonnes d'eau douce sont nécessaires pour dissoudre et injecter une tonne de CO<sub>2</sub> .

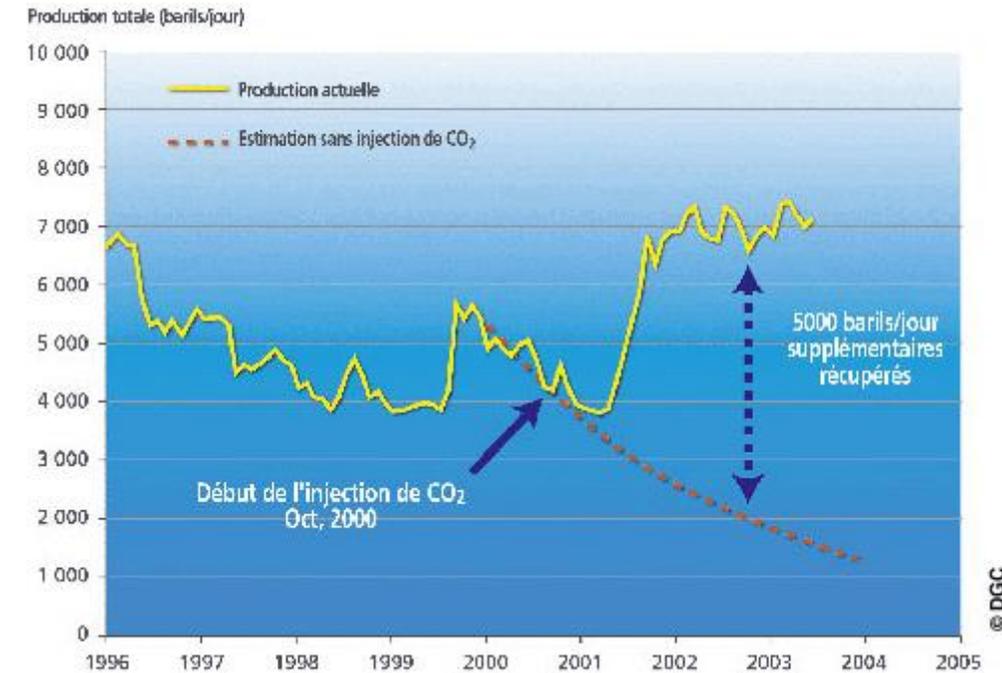
**Le projet Européen CarbFix a montré que 95 % du CO<sub>2</sub> injecté à l'aide d'eau dans une roche basaltique se fixait sous forme de calcite en seulement deux ans**



*Photo de la centrale géothermique de Hellisheiði en Islande*

# Projet de stockage Weyburn (Canada) : Gisement de pétrole

- ▶ L'injection de CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) a commencé dans le champ pétrolier de Weyburn en 2000.
- ▶ Le CO<sub>2</sub> provient d'une unité de gazéification de charbon située dans le Dakota du Nord aux Etats-Unis. Il est acheminé jusqu'à Weyburn par un **pipeline transfrontalier de 330 kilomètres** conçu spécialement pour ce transport.
- ▶ Le CO<sub>2</sub> injecté à Weyburn et Midale totalise **3 millions de tonnes par an** (environ 8000 tonnes par jour en provenance de Dakota Gasification, et jusqu'à 2000 autres en provenance de Boundary Dam).
- ▶ L'injection de CO<sub>2</sub> se fait sur deux sites, le champ de Weyburn, propriété de Cenovus Energy, et le champ de Midale, propriété d'Apache. La RAP a permis d'augmenter la production du champ de Weyburn de Cenovus de 16 000 à 28 000 barils par jour et de 2 300 à 5 800 barils par jour pour le champ Midale d'Apache.
- ▶ La RAP devrait permettre de produire **130 millions de barils de pétrole supplémentaires** et de prolonger de 25 ans la durée de vie du champ de Weyburn.
- ▶ La capacité potentielle de stockage de CO<sub>2</sub> est estimée à **55 millions de tonnes**



# Projet de stockage Weyburn (Canada) : Gisement de pétrole

## ► Phase 1 (2000-2004) :

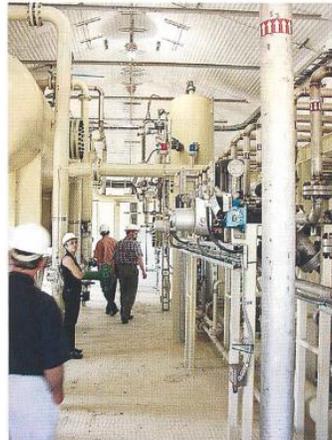
Les installations en surface originales de l'unité centrale de traitement comprenaient un séparateur d'admission, des séparateurs d'eau libre, deux compresseurs de recyclage du CO<sub>2</sub> de 6 000 ch, une unité de déshydratation de CO<sub>2</sub>, un dispositif d'injection d'eau et 55 km de pipelines de CO<sub>2</sub> à haute pression.

## ► Phase 2 (2005-2012) :

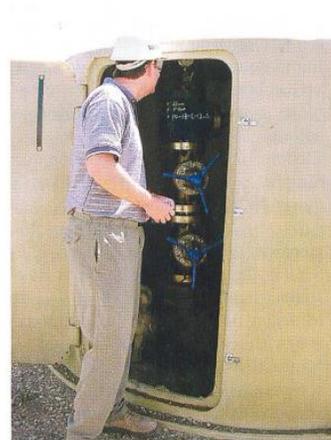
Les projets d'agrandissement et de mise à niveau comprenaient l'installation d'un compresseur de recyclage du CO<sub>2</sub> à deux étages de 17 500 ch, de deux installations de déshydratation de CO<sub>2</sub> d'une capacité de 5 000 tonnes par jour, d'une pompe d'injection d'eau de 530 m<sup>3</sup>/h, d'un nouveau transformateur et d'un réservoir d'eau d'une capacité de 30 000 barils par jour avec pompes de surpression, ainsi que la mise à niveau du système de séparateurs d'eau libre.



Pompage à Weyburn.



Intérieur du site à Weyburn.



Injecteur CO<sub>2</sub>.



## Projet de stockage Recopol (Pologne) : Veine de charbon

- ▶ En novembre 2001, l'**Union européenne** a lancé le projet Recopol (Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par stockage dans un bassin houiller en Pologne).
- ▶ Pour réaliser ce projet, un **consortium international** a été créé, formé par des instituts de recherche, des universités, des compagnies pétrolières et gazières européennes. La France y était représentée par l'IFPEN, Gaz de France, Air Liquide et Gazonor. Le site retenu était le bassin de Silésie, où deux puits de production de méthane étaient déjà en fonctionnement depuis 1996. Le CO<sub>2</sub> fourni par Air Liquide était acheminé par camion.
- ▶ Le débit de gaz injecté, initialement de 1 à 3 tonnes de CO<sub>2</sub> par jour, est passé de 12 à 15 tonnes quotidiennes à partir d'avril 2005, ce qui a permis d'étudier la capacité d'injection dans les veines de charbon. En tout, près de **760 tonnes de CO<sub>2</sub>** furent injectées entre Août 2004 et Juin 2005.

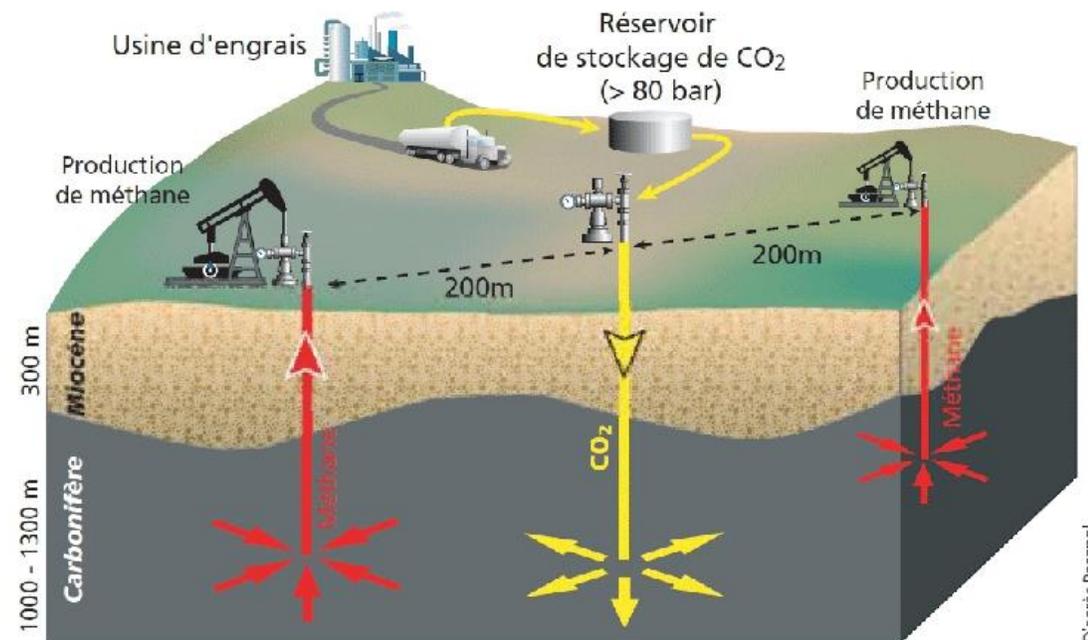


Illustration du projet de stockage RECOPOL (2001-2005)

# Pour finir : la mise en place d'un projet de stockage, un processus long

## Cycle de vie d'un stockage : phases et activités

Potentiel de stockage

- **Exploration**
  - Pour les gisements déplétés : nombreuses données existantes – besoins d'exploration réduits
  - Pour les aquifères salins : connaissance faible, forts besoins d'exploration
  - Pré-sélection sur la base des données existantes
- **Coût du stockage**
  - Indépendant du type de capture et du type de transport

Exploitation du stockage

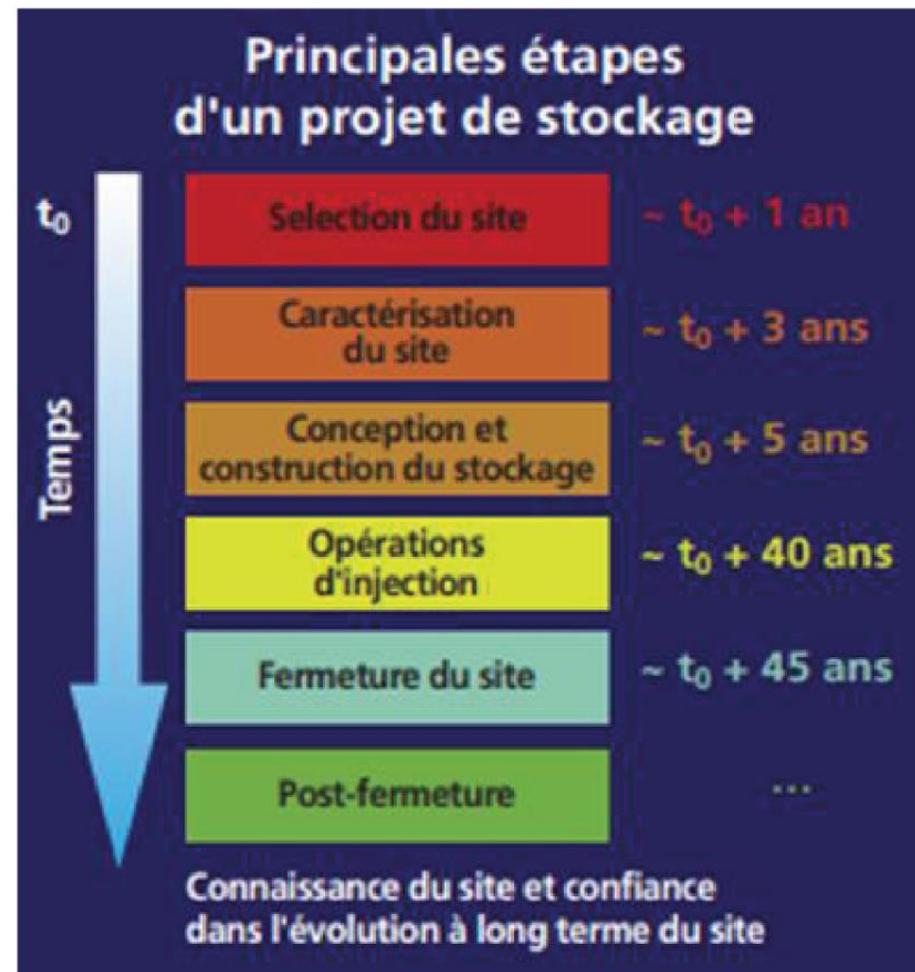
- **Exploitation**
  - Opérations pour mise en conformité avec la réglementation (mesure, surveillance et vérification du volume de CO2 stocké)
- **Coût du stockage**
  - Dépend des infrastructures existantes et des puits abandonnés réutilisables ou non

Fermeture du stockage

- **Fermeture du site**
  - Les puits sont « fermés », les infrastructures démantelées et le stockage est transféré à l'état
- **Coût du stockage** - il inclut :
  - 20 ans de surveillance et de vérification après l'exploitation du site
  - Une soulte établie pendant l'exploitation du site et destinées à couvrir les risques possibles après le transfert à l'état

Source : Support de conférence vidéo, Stockage géologique du CO2 : capacités de stockage en Europe dans les aquifères profonds salins, 2020

## Estimation des durées des différentes phases



Source : Comptes rendus de l'Académie des sciences



---

*Going for the future*