



Nom	Année de mise en service	Géologie du réservoir	Profondeur réservoir (m)	Épaisseur réservoir (m)	Volume utile (Gm <sup>3</sup> )
Beynes (78)	1956	Beynes supérieur : sables du Wealdien.	430	20	0,21
Beynes (78)	1975	Beynes profond : grès du Séquanien	740	30	0,4
Céré-la-Ronde (37)	1993	Grès du Trias-Hettangien	905	20	0,45
Chemery (41)	1968	Grès du Rhétien.	1 120	40	3,78
Cerville-Velaine (54)	1970	Grès à « Voltzia » du Trias inférieur.	470	70	0,65
Etrez (01)	1991	17 cavités salines dans la couche de sel inférieure du Trias	1 350	450	0,55
Germigny-sous-Coulombs (77)	1982	Sables fluvio-littoraux du Wealdien	892	30	0,85
Gournay-sur-Aronde (60)	1976	Grès du Séquanien.	750	45	1,28
Manosque (04)		8 cavités sur 28 apportées au GIE Géométhane	1000	900	0,26
Saint-Clair-sur-Epte (95)	1979	Calcaires récifaux du Rauracien.	742	30	0,45
Saint-Illiers (78)	1965	« Sables de Glos » du Séquanien.	470	30	0,59
Soings-en-Sologne (41)	1981	Grès fluviatiles du Rhétien.	1 135	30	0,22
Tersanne (26)	1986	14 cavités salines dans le Trias	1 400	220	0,2

Tableau 1. Les sites de stockage de gaz naturels de GDF Suez en France métropolitaine (information GDF Suez).

tuelle vers la surface (argiles du Lias, du Kimméridgien et du Crétacé inférieur dans le bassin de Paris).

La profondeur idéale d'un réservoir est estimée entre 400 et 1 500 m, afin d'éviter des installations de compression de surface trop coûteuses.

## Retour d'expérience sur le stockage de gaz en profondeur

Comme nous l'avons vu dans les indications qui précèdent concernant les stockages de gaz naturel en France, on injecte et on extrait du gaz selon un rythme essentiellement saisonnier et cela porte sur des volumes importants. L'aptitude à gérer de **gros volumes** est donc le premier retour d'expérience que l'on peut souligner, le second étant la variation du **régime de pression**, fondamentale dans ces opérations. Techniquement et réglementairement, dans les aquifères profonds, on peut gérer des surpressions de 30-40% par rapport à la pression hydrostatique initiale. Ainsi, à une profondeur de 800 m par exemple, on peut monter à des pressions de 100 – 110 bars. Le contrôle se fait par l'observation des pressions dans les puits situés latéralement ou au-dessus du réservoir et le retour d'expérience montre l'absence de conséquences pratiques des surpressions. À noter que dans les cavités salines, on peut monter à des surpressions de 100%. Dans un stockage, la densité du CO<sub>2</sub> supercritique (0,6 à 0,7) est comparable à celle d'autres liquides (hydrocarbures, eau...). Par contre, sa viscosité et sa compressibilité se rapprochent de celle d'un gaz.

En ce qui concerne les puits, les **techniques de foration et d'équipement** pour les diamètres courants sont maintenant bien éprouvées, de même que tous les outils de contrôle de qualité (diamètre du trou, cimentation des cuvelages...). On porte une grande attention aux niveaux aquifères, aussi bien en phase de forage que d'exploitation, afin ne pas altérer la qualité des eaux des horizons supérieurs et de minimiser les interférences avec les pressions hydrostatiques des horizons profonds.

Le principal risque vient des **vieux puits pétroliers**, réalisés par milliers dans le bassin de Paris et pas forcément répertoriés ou abandonnés dans les meilleures conditions. Sur l'un des sites exploités par GDF SUEZ, par exemple, un puits de ce type est resté ouvert et a fui par percolation dans le niveau immédiatement supérieur. Les migrations se produisent généralement entre des niveaux qui ont été mal isolés. Le remède consiste à reprendre le forage afin d'atteindre la zone défectueuse et la colmater. Techniquement, les opérations ne sont pas forcément aisées et, en tout état de cause, coûteuses. À l'encontre du risque, on peut invoquer le fait que l'on ne connaît pas de fuites de gaz, induites par ces forages, ayant été au-delà des niveaux immédiatement supérieurs.

Ceci nous amène à évoquer la question de la **surveillance** des réservoirs de gaz. Considérant que la surveillance par mesure de gaz en surface n'est pas adaptée, on opère à l'aide d'un ou plusieurs puits de contrôle situés à 200-300 m au-dessus du réservoir, et également par des puits implantés latéralement au réservoir en périphérie de la bulle, ainsi que par géophysique 4D. Dans les

réservoirs de Beynes par exemple (voir tableau 1), la surveillance se fait à l'aide de forages implantés au-dessus de Beynes supérieur et non entre Beynes supérieur et Beynes inférieur. Cette méthodologie vaut pour les aquifères salins profonds. Le problème se pose différemment dans le contexte de surpression des cavités salines. Ce qui est testé dans ce cas par des essais hydrauliques appropriés, compte tenu de la forte étanchéité apportée par le sel et avant toute mise en gaz, ce sont les pressions maximales supportables par les terrains au niveau de chaque cavité.

En milieu *silico-clastique*, malgré les surpressions, on n'observe pas de transport de gaz par les failles. Il est vrai qu'on choisit toujours des couvertures dont l'épaisseur est supérieure au rejet des failles. Néanmoins, le rôle des failles reste posé. Un exemple de réservoir *carbonaté* est donné par le stockage de St-Clair-sur-Epte (95) où l'on distingue en fait deux réservoirs, séquanien, de moins bonne qualité, et rauracien, séparés par des alternances calcaires – argiles, et entre lesquels le gaz migre lentement par une faille bien identifiée. La couverture de l'ensemble est tout à fait satisfaisante. On commence par remplir le réservoir inférieur rauracien et le gaz migre partiellement dans le réservoir supérieur, ce qui conduit à injecter moins dans le réservoir supérieur qu'on n'en suture. Dans le contexte de surpression où l'on se trouve, la gestion d'un stockage en milieu carbonaté faillé impose une grande précaution.

Pour tous les milieux, on notera que certaines failles peuvent latéralement amener une réduction des surpressions par transmission homogène. Dans tous les cas également, une fraction du gaz injecté, estimée à plus de 25%, est piégée de façon pérenne dans le milieu poreux et sa migration à très long terme, après un éventuel abandon, estimée très faible.

Si l'on considère maintenant les incidents survenus dans des installations de stockage, en plus de 50 ans d'exploitation, il n'y en a eu que deux : en 1989, échappement de gaz lors de travaux de reconditionnement d'un puits à Chémery et en 1996 incendie à Saint-Illiers. Le premier incident a été maîtrisé en 48 heures, le second en quelques heures.

La capacité de stockage actuelle de gaz naturel dans le *bassin de Paris* correspond à une enveloppe de 16-18 milliards de m<sup>3</sup>, soit environ 200 millions de m<sup>3</sup> de volume lié à la porosité, ce qui aurait donc correspondu à la possibilité de stocker de l'ordre de 100-150 Mt de CO<sub>2</sub> (densité 0,6-0,7).

Alors que pour le stockage de gaz naturel, on s'efforce de trouver les meilleures configurations de piégeage, permettant une injection et une extraction aisées, dans le cas du stockage de CO<sub>2</sub>, on ne vise pas ces contextes mais plutôt des zones plates, relativement perméables, sus-

ceptibles d'accueillir de grosses quantités de CO<sub>2</sub>. Or on ignore le volume poreux rempli par le CO<sub>2</sub> dans de telles configurations, d'autant que la tendance du CO<sub>2</sub> est à migrer vers les couvertures et à former des lentilles sous les niveaux argileux. De ce fait, on évoque un taux de remplissage très variable, entre 0,5 et 10%.

Une application en cours est celle du *projet France Nord*, soutenu par l'ADEME et réalisé en partenariat avec Total, l'IFP, le BRGM, l'INERIS, EDF, Vallourec, Lafarge, Air liquide, ainsi que 2 instituts et un industriel allemand (en discussion). L'objectif est le stockage de CO<sub>2</sub> à plus de 1 000 m de profondeur (et non 800 m, par sécurité) dans un contexte géologique relativement plat. Les cibles sont situées dans le Dogger et dans différents niveaux du Trias.

Après une étude de bassin sous-traitée à l'IFP et au BRGM, les modèles géologiques seront livrés à GDF Suez en 2010 pour des simulations d'injections de terrain destinées à vérifier la possibilité d'une injection de type industriel. Total interviendra peu après sur la simulation détaillée d'une injection pilote d'un volume limité. Le choix de la zone sur laquelle tester l'injection de CO<sub>2</sub> ne se fera pas avant le printemps 2011. Le calendrier prévu ensuite comportera les étapes suivantes :

- dépôt du permis de recherche au niveau pilote en 2012 ;
- pilote prêt pour injection fin 2014 ;
- en cas de succès, une injection industrielle pourrait débuter en 2017-2018, mais hors projet France Nord.

### Annexe : projet K12B

L'expérience acquise sur le stockage de gaz naturel en France n'a pas eu d'incidence particulière sur le projet K12B. Cette annexe a donc simplement pour objectif de compléter la présentation des implications de GDF Suez dans la filière captage-stockage géologique de CO<sub>2</sub> et de dégager quelques enseignements de ce projet.

En mer du Nord, GDF Suez possède trois filiales d'Exploration Production (Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni) mais ne procède pas à des réinjections de CO<sub>2</sub> industriel. Exploité depuis 1987 par GDF, le site *K12B* aux *Pays-Bas* (Fig. 2 et Photo 1) fait l'objet, depuis 6 ans, d'expérimentations de réinjection de CO<sub>2</sub> en profondeur<sup>3</sup>. Situé à 3 500 - 4 000 m de profondeur dans les roches clastiques du Zechstein (Rotliegende, Permien inférieur), ce qui correspond à environ 400 bars de pression (40 bars aujourd'hui dans ce gisement déplété), le gisement de gaz naturel comporte 13% de CO<sub>2</sub> dans sa composition, qu'il s'agit de réinjecter dans le gisement après captage selon un procédé aux amines.

Dans le cadre du projet néerlandais CRUST (CO<sub>2</sub>

3. Site internet : [www.K12-B.nl](http://www.K12-B.nl)

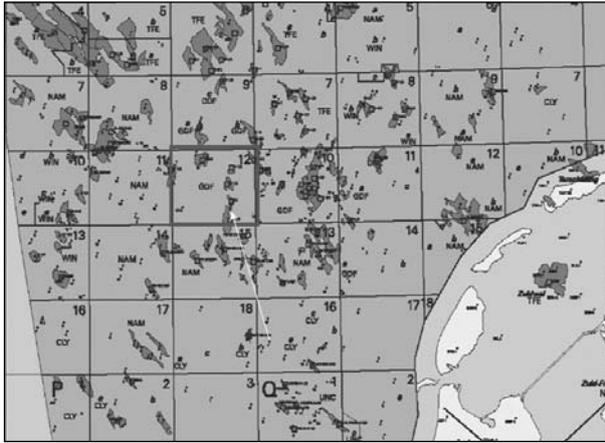


Figure 2. Localisation du site K12B en mer du Nord (document GDF Suez TNO).

Reuse through Underground Storage), un appel d'offres a été lancé, dont l'objectif était le choix d'une plate-forme offshore pour réaliser des tests d'injection aux Pays-Bas et c'est la proposition GDF Suez qui a finalement été retenue. Lors d'une phase 1 d'investissement, les Pays-Bas (Ministère de l'Économie et TNO<sup>4</sup>) ont financé l'essentiel de l'adaptation du site à l'injection de CO<sub>2</sub> et GDF Suez le solde. Ensuite, GDF Suez a couvert seule les frais liés à l'opération d'injection. L'injection a commencé en mai 2004, sur un bloc septentrional du K12B, au rythme de 10 000 à 20 000 t/an de CO<sub>2</sub> extrait réinjecté dans le gisement (EGR<sup>5</sup>) et s'est poursuivie jusqu'en décembre 2004. Elle a repris au même rythme, en mars 2005, sur un autre bloc du K12B, comportant un puits d'injection et deux puits de production. Le passage à une phase 2 d'injection de 400 000 t/an pendant 20 ans, c'est-à-dire en injectant du CO<sub>2</sub> de diverses sources industrielles, est pour l'instant différé, faute d'infrastructures de transport entre ces sources et le site. Dès le départ, le site K12B a été considéré comme un site de recherche européen et les données et résultats mis à disposition d'autres projets, soit néerlandais (CATO<sup>6</sup> et MONK), soit français (projet ANR Prochepuits, associant le BRGM, l'IFP et Total depuis 2008), soit européens (CASTOR et CO<sub>2</sub>ReMoVe).



Photo 1. La plate-forme K12 B en mer du Nord (document GDF Suez TNO).

À ce jour, le retour d'expérience concerne divers aspects. En premier lieu, il a été montré que les résultats de l'injection de CO<sub>2</sub> dans ce type de structure (grès du Zechstein) étaient conformes aux prévisions et aux modélisations réalisées et allaient même au-delà de ce qui était anticipé. Des modélisations plus fines ont en outre permis de mieux comprendre le comportement du CO<sub>2</sub> supercritique dans le puits et ses changements de phases, conditionnant entre autres le choix des installations d'injection. Au même titre qu'une faille, le puits reste un maillon faible actuel de l'étanchéité du système. Les opérations conduites sur ce thème ont montré que même si la cimentation des puits était affectée par la nature du gaz et la pression d'injection, les effets correspondants étaient contrôlables. Même si les gisements du K12B sont de taille relativement modeste, il apparaît aussi que les résultats des travaux devraient être transposables à des gisements de plus grande taille comme celui de Groningue. Ce point reste néanmoins à confirmer, de même que la définition et la mise en place de techniques de remédiation en cas de fuites plus importantes, notamment en utilisant, comme colmatant, le sel de la très puissante (plusieurs centaines de mètres) formation salifère de couverture. Il reste également à affiner les modélisations afin de mieux cerner la migration du CO<sub>2</sub> dans le réservoir.

4. Netherlands Organization for Applied Scientific Research.

5. Enhanced Gas Recovery.

6. Site internet : [www.CO2-cato.nl](http://www.CO2-cato.nl)