

Injection, stockage et surveillance à Sleipner (Norvège) : une rétrospective de 15 ans

Philip Ringrose, Ola Eiken et Christian Hermanrud¹.

Résumé

Cet article présente une synthèse de l'expérience acquise après 15 ans du projet pionnier de stockage de CO₂ à Sleipner, en mer du Nord, au large de la Norvège (Fig. 1 et Photo 1). En tant que l'un des premiers projets de stockage industriel de CO₂ à l'échelle mondiale, Sleipner représente un important jalon sur la route qui mène à une large mise en place de mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Comment le projet a-t-il commencé, comment fonctionne-t-il, et quelles sont les implications à long terme ? Nous apportons ici des réponses en nous appuyant sur des événements clés, des séries de données et observations, en référence aux nombreuses études publiées sur ce cas. Le projet a été conçu sur la base d'un long puits horizontal relié à une installation de captage et de compression de gaz sur une plate-forme, en injectant dans l'aquifère salin de la formation Utsira. Un programme de surveillance géophysique régulier et complet, de même que des études de modélisation se sont avérés essentiels pour développer une compréhension du stockage de CO₂ sur ce site et à l'échelle mondiale.

Démarrage du projet

L'histoire de Sleipner débute avec la décision du Gouvernement norvégien, sous la direction de Gro Harlem Bruntland, d'imposer, en 1991, une taxe pour émissions de CO₂ aux opérateurs offshore. Cette décision prend sa



Figure 1. Localisation du site de Sleipner en mer du Nord (document Statoil).



Photo 1. Les installations du site de Sleipner (Kjetil Alsvik Statoil).

source dans le rapport des Nations Unies « *Our Common Future* » (1987) produit par la Commission Bruntland. Cette référence fixe le cadre économique et politique menant aux critères de conception du projet du champ gazier de Sleipner. Le développement commercial du champ de Sleipner a commencé en 1986, et s'est déroulé en deux phases : Sleipner Est mis en production en 1993, suivi par Sleipner Ouest, en septembre 1996.

En raison du taux élevé en CO₂ du champ de Sleipner Ouest, un champ qui retenait environ 200 GSm³ de gaz contenant entre 4 et 9,5% de CO₂ selon le bloc faillé, la décision a été prise d'extraire et d'injecter le CO₂ en profondeur. Statoil, opérateur, ainsi que les partenaires Esso, Norsk Hydro, Elf et Total (Total aujourd'hui) ont évalué plusieurs options avant de parvenir à la conception finale du système (Baklid *et al.*, 1996). On prévoyait de produire environ 1 Mt de CO₂ par an soit un total de 20 Mt, en parallèle de la production de gaz à partir des 18 puits de développement prévus. Si ce volume de CO₂ avait été relâché dans l'atmosphère, le total des émissions de CO₂ de Norvège aurait augmenté de 3%. Ce sont donc à la fois une sensibilisation environnementale croissante aux émissions de GES et la taxe de 350 NOK (environ 55 US\$) par tonne de CO₂ émise qui ont conduit à la décision de capter et stocker le CO₂ en profondeur (Kongsjorden *et al.*, 1997).

Le cas de Sleipner a été largement utilisé pour des développements technologiques et l'acquisition de compétences en matière de stockage de CO₂. Le projet SACS a débuté en 1999, soutenu par le programme Thermie de l'Union européenne (Torp & Gale, 2004). Ce programme

1. Statoil ASA, Trondheim N-7005, Norvège.

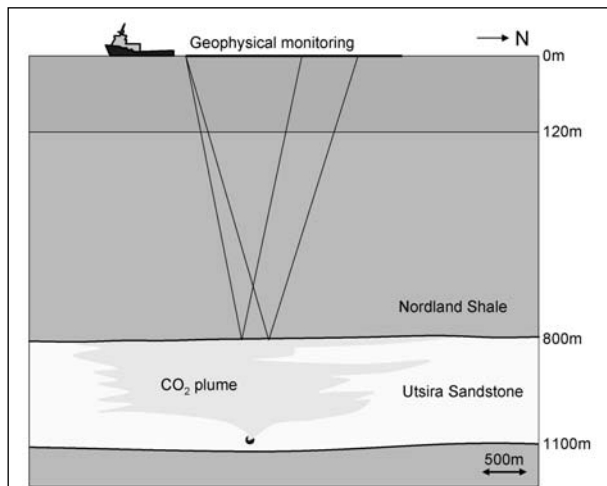


Figure 2. Le site de stockage de Sleipner montrant la distribution approximative du panache de CO₂ en 2008, sur la base de données sismiques time-lapse³ (document Statoil).

a ensuite été étendu aux programmes de recherche SACS 2 et CO₂STORE. Un manuel de bonnes pratiques sur le stockage de CO₂ en aquifère salin, publié par Chadwick *et al.* (Eds.) en 2008 reposait, pour une large part, sur les découvertes faites à Sleipner.

Conception du projet

Plusieurs options d'utilisation du CO₂ ont été étudiées avant de parvenir à la solution retenue (Baklid *et al.*, 1996) :

- récupération assistée de pétrole dans les champs voisins de la mer du Nord ; solution rejetée en raison de l'inadéquation entre les volumes de CO₂ requis et les volumes de CO₂ offerts (CO₂ insuffisant pour la rentabilité économique de l'EOR³) ;
- amélioration de la récupération de gaz à condensats dans la Formation Heimdal à Sleipner Est en injectant un mélange CO₂/gaz sec lors de la phase de recyclage. De cette façon le CO₂ serait *in fine* stocké dans la Formation Heimdal. Toutefois, le risque de contamination des

hydrocarbures de Sleipner Est par le CO₂ a été considéré comme trop grand et cette solution n'a pas été retenue.

Cette situation conduisait à ne considérer comme option viable que le stockage en aquifères salins vierges. Dans cette perspective, deux formations salines étaient envisageables : la Formation d'Utsira dont le toit du sable se trouvait à environ 800 m de profondeur et la Formation Skagerrak dont le toit du sable se situait à environ 2 500 m de profondeur. C'est finalement la Formation Utsira qui a été choisie (Fig. 2), en raison de sa profondeur plus faible, de coûts moindres pour le puits et les équipements, d'une excellente qualité du grès et d'une large extension latérale, permettant une capacité de stockage considérable. Les risques identifiés à l'époque étaient liés : a) à la nature peu consolidée des roches de la Formation Utsira, et b) au comportement du CO₂ dans des conditions subcritiques rencontrées aux profondeurs et températures de la Formation Utsira. Ces deux facteurs se sont révélés importants et de nombreux travaux de recherche leur ont été consacrés.

Pour le captage et la compression du CO₂ en vue du stockage en profondeur, il a été décidé, sur une plate-forme spécifique dédiée (plate-forme T de Sleipner), de mettre en place une installation d'extraction de CO₂ par un procédé aux amines et une installation de compression. L'objectif était de réduire le contenu en CO₂ du gaz de 9 à 2,5%, conformément à la qualité requise pour le gaz d'exportation. Une amine tertiaire (MDEA) a été choisie comme catalyseur pour extraire le CO₂ du flux de gaz dans un dispositif d'adsorption à haute pression et basse température. La régénération du CO₂ à partir de l'amine-CO₂ intervient à haute température (régénération flash), l'amine étant recyclée et la chaleur en excès étant utilisée au moyen d'un échangeur de chaleur. Le CO₂ est ensuite comprimé en quatre étapes (Fig. 3) afin d'atteindre une pression de 65 bars en tête de puits d'injection. Une description complète de l'installation et de son fonctionnement est donnée dans Hansen *et al.* (2005).

Le puits d'injection de CO₂, 15/9-A16, est un puits

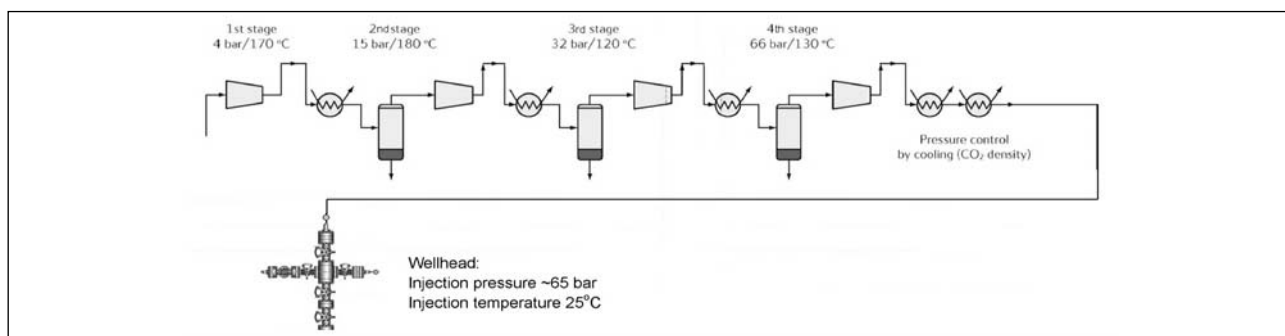


Figure 3. Schéma du processus de compression du CO₂ à Sleipner (document Statoil).

2. Intervalle de temps.
3. Enhanced Oil Recovery (Récupération assistée de pétrole).

horizontal de 83° par rapport à la verticale et un intervalle perforé pour l'injection de 38 m, le sommet de l'intervalle étant à 1 010 m TVD MSL (Hansen *et al.*, 2005). Le puits a été conçu pour être robuste de façon à minimiser les besoins d'intervention durant la période d'injection. Pour le tubage d'injection en 7 pouces et les parties exposées du casing de puits en 9 et 5/8 de pouce, on a utilisé de l'acier inoxydable à forte teneur en chrome (25% Cr), de manière à prévenir la corrosion. Les problèmes initiaux d'injection dus à des entrées de sable ont été résolus par de nouvelles perforations sur l'intervalle d'injection et l'installation de packs de sable et gravier. L'installation finale sur le puits est présentée sur la figure 4. Les débits d'injection ont été stabilisés à 1,5 MSm³ et les pressions en tête de puits à 65 bars, permettant le stockage réussi de presque tout le CO₂ capté.

Surveillance et modélisation du réservoir

Afin de suivre le fonctionnement et l'intégrité à long terme du site de stockage, un programme étendu de surveillance géophysique a été mis en place. Les propositions initiales d'installer des puits de surveillance n'ont pas été retenues en raison de leur coût et des risques associés aux opérations de forage et de puits. Les options géophysiques se sont avérées très pertinentes pour un coût adapté. La base de données géophysiques comprend à ce jour : en sismique, une campagne sismique de référence (ligne de base) et 6 campagnes de mesures répétées ; en gravimétrie, une ligne de base et 2 campagnes de mesures répétées ; en électromagnétisme, une campagne de mesures.

Ces données de surveillance ont été étudiées en détail et utilisées comme base pour développer et raffiner des outils de surveillance quantitative du CO₂, comme en témoignent de nombreux articles sur les données

sismiques (Arts *et al.*, 2004, Chadwick *et al.*, 2005, et Chadwick *et al.*, 2010) et celles de gravimétrie (Alnes *et al.* 2008, Nooner *et al.* 2007).

Les données de surveillance ont identifié de façon claire l'apparition du CO₂ sur les données sismiques et gravimétriques. Les changements d'amplitude sismique observés, liés au CO₂, proviennent uniquement de la formation d'Utsira, ce qui confirme que le CO₂ injecté est bel et bien resté piégé dans la formation de stockage et n'a pas fui au travers de la roche couverture. En outre, les données de sismique répétée (*time-lapse*) ont montré les effets plus précis de subdivisions lithologiques intra Formation Utsira. On sait maintenant que cette formation sableuse se compose de 9 unités séparées par de minces intercalations de shales, sous lesquelles le CO₂ est retenu jusqu'à ce qu'un niveau de shale soit percé ou qu'un hiatus dans le niveau soit rencontré. Le CO₂ migre ensuite d'un niveau à l'autre pour aboutir à un système complexe à plusieurs étages (Fig. 1 et 5). L'extension maximale du panache de CO₂ se trouve maintenant au niveau le plus élevé (niveau 9), mais ce système multi-niveaux a montré une efficacité de stockage plus grande que celle que l'on aurait obtenu avec une unité sableuse homogène.

Les deux campagnes de gravimétrie répétée (*time-lapse*) réalisées en 2005 et 2009 ont également fourni de précieuses informations (Alnes *et al.* 2008). Bien que de résolution moindre que les données sismiques, les données de gravimétrie présentent l'avantage d'être fondamentalement quantitatives en termes de changements de masse (ou masse volumique). Les changements dans le signal gravimétrique sur Sleipner sont cohérents avec les séries de données sismiques *time-lapse* et apportent des informations supplémentaires pour contraindre le modèle, en particulier en ce qui concerne l'incertitude liée au contrôle de la température sur la masse volumique du CO₂ (Nooner *et al.*, 2007). Une cartographie du fond de la mer a également été réalisée en utilisant la technique du sondeur multifaisceaux et du sonar latéral et, en 2008, la

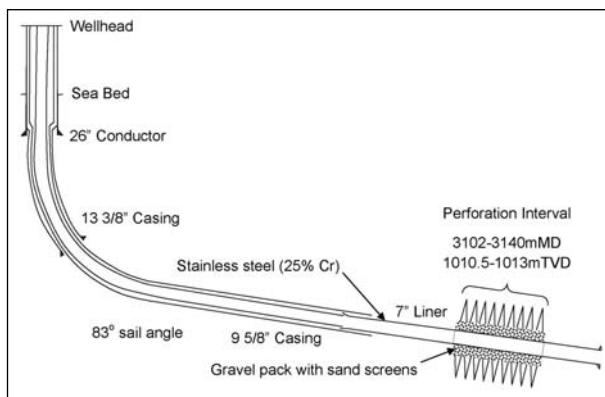
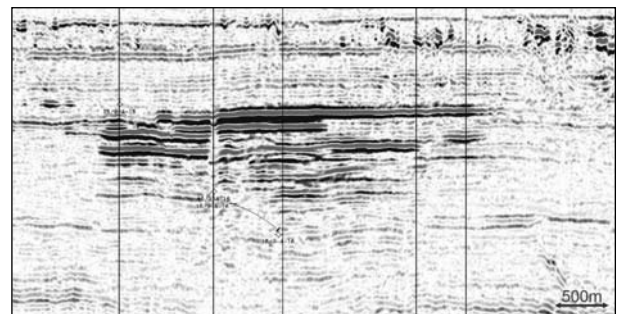


Figure 4. Conception du puits d'injection de CO₂ à Sleipner (redessiné d'après Hansen *et al.*, 2005).



Figures 5. Coupe avec différence d'amplitude sismique, résultant de la campagne 2008 *time lapse* et montrant la distribution du panache de CO₂.

première campagne d'électromagnétisme (EM) a été réalisée. Ces derniers travaux, n'ont toutefois permis qu'une détection limitée des changements de saturation du CO₂.

Les données de surveillance ont été utilisées dans de nombreuses recherches destinées à améliorer la compréhension des processus d'écoulement dans le sous-sol. Dans son état supercritique, le CO₂ a un comportement d'écoulement strictement contrôlé par les propriétés de phase qui, à leur tour, sont très sensibles à la température, la pression et la composition du gaz. Les premières études de modélisation, s'appuyant sur les premières données sismiques *time-lapse* ont donné lieu aux publications de Chadwick *et al.* (2002, 2004) et, plus récemment, de Bickle *et al.* (2007). Ces études ont mis l'accent sur la compréhension de l'influence des shales sur l'écoulement intra-niveau, ainsi que sur l'épaisseur du CO₂ dans chaque niveau et sur la relation entre cette épaisseur et le processus d'inversion de l'amplitude sismique.

L'importance de la poussée d'Archimède dans le contrôle de l'extension verticale et latérale du CO₂ a été identifiée, mais il s'est avéré difficile de faire correspondre les observations sismiques avec les modèles et les hypothèses conventionnelles d'écoulement. Récemment, Singh *et al.* (2010) ont réalisé une modélisation détaillée d'écoulement dans l'unité gréseuse la plus haute (niveau 9), en comparant la performance de différents outils et hypothèses de simulation (Fig. 6). Le simulateur d'invasion percolation (IP) représente un processus d'écoulement dominé par la gravité et la capillarité, tandis que le simulateur de réservoir, plus conventionnel et utilisant les différences finies (DF), traduit les effets de la dynamique des fluides et du comportement de phase. La méthode IP donne une meilleure prévision de l'extension du panache nord, tandis que la méthode DF donne une meilleure image pour le sud (autour du point d'injection). Cette étude montre l'importance des ségrégations gravitaires dans le contrôle de la dynamique d'écoulement de même que l'influence subtile de la topographie du niveau supérieur dans le contrôle de la migration latérale. Il s'avère également important d'estimer de façon précise les propriétés des fluides et le

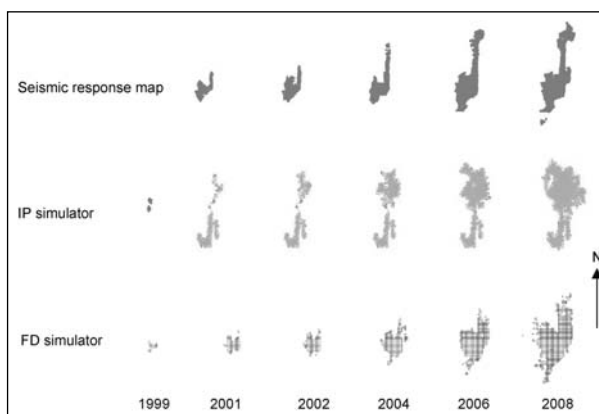


Figure 6. Simulations de la distribution du CO₂ en fonction du temps dans l'unité de grès supérieure (niveau 9) à Sleipner. Comparaison entre les résultats des simulations Invasion-Percolation et Différences finies et la cartographie de sismique répétitive (*time lapse*) (Document Statoil).

comportement des phases dans les conditions *in situ*.

Aperçu sur la capacité et l'intégrité du stockage

Une des questions qui a reçu beaucoup d'attention dans le développement de la technologie CCS est la capacité ultime de stockage d'un aquifère salin ou de roches pétrolières, réservoirs potentiels. L'expérience de Sleipner fournit des limites importantes pour ces estimations. Le tableau 1 présente les estimations publiées de capacité de stockage de CO₂ dans la formation Utsira. Les estimations initiales d'environ 50 Gt, présentées par Holloway *et al.* (1987), ont été révisées à la baisse au fur et à mesure que l'appréciation des facteurs clés contrôlant l'efficacité du stockage devenait plus mûre (Fig. 7). Une estimation publiée plus récemment, dérivant du projet *Geocapacity* (2009), réduit les estimations antérieures de stockage à l'échelle de l'Europe, mais ne précise pas la capacité de stockage des formations géologiques individuelles. Si l'on applique proportionnellement la baisse des estimations précédentes aux chiffres donnés dans le programme GESTCO pour les formations géologiques individuelles (Bøe *et al.*, 2002), la capacité de stockage de la formation Utsira s'établit alors à environ 6,3 Gt.

Description	Capacité de stockage de CO ₂ (Gt)	Source
Formation Utsira	50	Projet Joule II (Holloway <i>et al.</i> , 1997)
Formation Utsira	42	Projet GESTCO (Bøe <i>et al.</i> , 2002)
Formation Utsira	28	Projets SACS / CO ₂ Store (Kirgy <i>et al.</i> , 2001 ; Chadwick <i>et al.</i> , 2004)
Formation Utsira	6,3	Révisions du projet GeoCapacity, 2009
Utsira - Pièges structuraux	0,5	Estimation Statoil (2010)
Utsira - Stockage aménagé	40	Lindeberg <i>et al.</i> , 2009

Tableau 1. Estimations publiées de la capacité de stockage de CO₂ dans la formation Utsira.

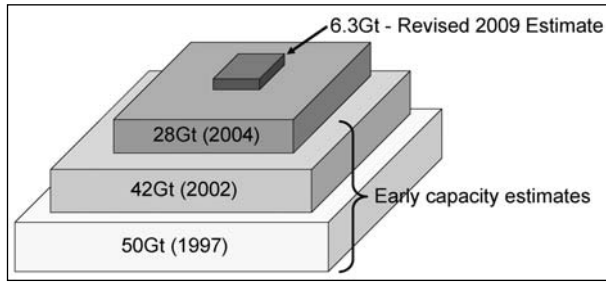


Figure 7. Illustration des estimations publiées de capacité de stockage de CO₂ dans la Formation Utsira. Les estimations initiales ont été réduites avec la maturité acquise dans la compréhension de la géologie et des processus de stockage.

Notre expérience dans la gestion et la surveillance du site de Sleipner a montré l'importance de la gravité dans le contrôle des processus d'écoulement de CO₂ ; le système est dominé par la gravité, avec une forte tendance du CO₂ à s'accumuler dans des pièges structuraux. Notre propre estimation de la capacité de stockage de la formation Utsira dans les seuls pièges structuraux est de 0,5 Gt. Il s'agit d'une valeur minimale, prudente, mais inférieure de deux ordres de grandeur aux estimations initiales. En pratique, on obtient une capacité supplémentaire par des processus de dispersion à l'intérieur du stockage, en raison de l'hétérogénéité du réservoir, et de processus de mélange par diffusion et convection. La question qui se pose alors porte sur la façon dont la capacité de stockage peut être accrue au-delà du minimum théorique (dans des pièges structuraux) en s'appuyant sur une évaluation adéquate des mécanismes de dispersion et en utilisant la technologie d'ingénierie et de puits.

Il faut garder à l'esprit que la capacité de stockage n'est pas une constante naturelle mais qu'elle dépend de facteurs comme : a) le nombre de puits et leur conception (avec les coûts associés), b) l'ingénierie de stockage (y compris des protocoles d'injection alternative d'eau et de CO₂, et de contrôle de pression), et c) de l'acceptabilité des risques de fuite. Ce dernier facteur est particulièrement important pour la Formation Utsira, car le grès disparaît en direction du bassin et se biseaute vers les profondeurs moindres. La ligne de biseautage constitue un risque de fuite, sous réserve que le CO₂ migre dans cette direction, mais les rythmes de fuite qui seraient alors envisageables ne sont pas clairement établis. Il est clair cependant que la capacité de stockage de la Formation Utsira pourrait augmenter de façon spectaculaire si l'on acceptait le risque de fuite le long des limites de la formation. Lindeberg *et al.* (2009) ont ainsi calculé cette capacité sur cette hypothèse et proposé 40 Gt, un chiffre qui pourrait être accru en prenant en compte un plus grand nombre de puits d'injection. Il en résulte que la capacité de stockage de la

Formation Utsira dépend largement des hypothèses retenues. Le tableau 1 (voir plus haut) résume les différentes estimations proposées.

Conclusions

Le projet pionnier de stockage de CO₂ de Sleipner en mer du Nord, au large de la Norvège, a été essentiel pour donner confiance dans ce type de stockage et en développer la compréhension. Les éléments clés de ce succès ont été une conception de puits robuste, un programme de surveillance géophysique complet et régulier et une approche interactive de compréhension du système au sein d'un vaste réseau de recherche.

La surveillance géophysique a confirmé que le CO₂ injecté est resté dans la formation de stockage d'Utsira et n'a pas fui. Cette surveillance a aussi révélé la nature de la dynamique d'écoulement, clairement dominée par la gravité et contrôlée par de minces niveaux de shales intraformationnels et par la topographie du toit du réservoir. Le site de Sleipner fournit aussi des éclairages importants sur la question, fortement débattue, de la capacité de stockage de CO₂.

Au cours des dernières années, au site de Sleipner sont venus se joindre d'autres sites de stockage de CO₂ de large échelle, dont In Salah (Algérie), Snøvit (Norvège) et Weyburn (Canada). Il est important que l'expérience acquise sur ces différents sites soit utilisée pour construire un large réseau de sites de captage et stockage de CO₂ à l'échelle mondiale, conduisant à des réductions substantielles d'émissions de gaz à effet de serre.

Références

- Akervoll I., Lindeberg E. et Lackner A., 2009 : Feasibility of reproduction of stored CO₂ from the Utsira Formation at the Sleipner gas field. *Energy Procedia*, Vol. 1, Issue 1, Feb. 2009, 2557-2564. *Greenhouse Gas Control Technologies 9*, Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9), 16-20 November 2008, Washington DC, USA.
- Alnes, H., Eiken O. and Stenvold T., 2008 : Monitoring gas production and CO₂ injection at the Sleipner field using time-lapse gravimetry. *Geophysics* 73, n°6, Nov-Dec. 2008, WA155-WA161.
- Arts R., Eiken O., Chadwick A., Zweigel P., van der Meer L. et Zinszner B., 2004 : Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data. *Energy*, Vol. 29, Issues 9-10, July-August 2004, 1383-1392. 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.
- Baklid, A., Korbøl, R. et Owren, G., 1996 : Sleipner West CO₂ injection into a shallow underground aquifer, SPE 36600,

- Paper at SPE Annual Technical Conference 1996.
- Bickle M., Chadwick R.A., Huppert H.E., Hallworth, M. & Lyle, S., 2007 : Modelling Carbon-Dioxide Accumulation at Sleipner: Implications for Underground Carbon Storage. *Earth & Planetary Science Letters*, 255, 164 - 176.
 - Bøe, R., Magnus, C., Osmundsen, P.T. and Rindstad, B. I., 2002 : CO₂ point sources and subsurface storage capacities for CO₂ in aquifers in Norway. NGU Report 2002.010, 132 pp. http://www.ngu.no/FileArchive/101/2002_010_skjerm.pdf
 - Bruntland Commission, 1987 : Our Common Future: Report of the World Commission on Environment & Development (WCED), Oxford University Press.
 - Chadwick R.A., Art R., Eiken O., Kirby G.A., Lindeberg E., and Zweigel P., 2002 : Seismic monitoring at the Sleipner underground CO₂ storage site (North Sea). *Geol. Soc. Spec. Publ. on underground CO₂-storage*.
 - Chadwick R.A., Arts R., Eiken O., Kirby G.A., Lindberg E., Zweigel P., 2004 : 4D seismic imaging of an injected CO₂ plume at the Sleipner Field, central North Sea. *In*: R.J. Davies, J.A. Cartwright, S.A. Stewart, M. Lappin, J.R. Underhill (Eds.), 3D Seismic Technology: Application to the Exploration of Sedimentary Basins. Geological Society of London, Memoires, vol. 29, 311-320.
 - Chadwick A., Arts R., Eiken O., Williamson P. and Williams G., 2005 : Geophysical monitoring of the CO₂ plume at Sleipner, North Sea: an outline review. *In*: Dore, A.G. and Vining, B. (eds), Petroleum Geology: North West Europe and Global Perspectives - Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference. Petroleum Geology Conferences Ltd. Published by the Geological Society, London, 15p.
 - Chadwick A., Arts R., Berstone C., May F., Thibeau F. et Zweigel P., 2008 : Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. – Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects. British Geological Survey Occasional Publication 14, 267 p.
 - Chadwick A., Williams G., Delepine N., Clochard V., Labat K., Sturton S., Buddensiek M.-L., Dillen M., Nickel M., Lima A.-L., Arts R., Neele F. and Roissi G., 2010 : Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation. *The Leading Edge*, Feb. 2010, v. 29, no. 2, 170-177, Society of Exploration Geophysicists.
 - Czernichowski-Lauriol I., Rochelle C. A., Brosse E., Springer N., Bateman K., Kerveyan C., Pearce J. M., Sanjuan B. et Serra H., 2007 : Reactivity of injected CO₂ with the Usira Sand Reservoir at Sleipner, Northern North Sea. *Greenhouse Gas Control Technologies – 6th International Conference*, 2003, 1617-1620.
 - Eiken O., Ringrose P.S. Hermanrud, C., Nazarian B & Torp T., 2010: Lessons Learned from 14 years of CCS Operations: Sleipner, *In* Salah and Snøhvit. *Int. Conference on Greenhouse Gas Technologies*, 2010 (GHGT-10), www.sciencedirect.com.
 - Geocapacity, 2009: EU GeoCapacity. Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. GeoCapacity Final report D42, Project no. SES6-518318.
 - Hansen H., Eiken O. and Aasum T. O., 2005 : Tracing the path of carbon dioxide from a gas/condensate reservoir, through an amine plant and back into a subsurface aquifer – Case study: The Sleipner area, Norwegian North Sea: Offshore Europe Oil and Gas Conference, Society of Petroleum Engineers, 96742.
 - Hermanrud C., Andresen T., Eiken O., Hilde Hansen H., Janbu A., Lippard J., Hege Nordgård Bolås H., Helle Simmenes T., Grimsmo Teige G. M. and Svend Østmo S., 2009 : Storage of CO₂ in saline aquifers – Lessons learned from 10 years of injection into the Utsira Formation in the Sleipner area. *Energy Procedia*, Vol. 1, Issue 1, Feb. 2009, 1997-2004. *Greenhouse Gas Control Technologies 9, Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9)*, 16–20 November 2008, Washington DC, USA.
 - Holloway *et al.* (ed.), 1997 : The underground disposal of Carbon Dioxide. Final Report of Joule II project No. CT92-0031. British Geological Survey, 355 p.
 - Kirby G.A., Chadwick R.A. & Holloway S. 2001 : Depth mapping and characterisation of the Utsira Sand Saline Aquifer, Northern North Sea. British Geological Survey Commissioned Report, CR/01/218. 26 p.
 - Kongsjorden, H., Karstad O., Torp T. A., 1997 : Saline aquifer storage of carbon dioxide in the Sleipner Project. *Waste Management*, vol. 17, no. 5/6, 303 - 308.
 - Lindeberg E., Vuillaume J. F., Ghaderi A., 2009 : Determination of the CO₂ storage capacity of the Utsira formation. *Energy Procedia*, Vol. 1, Issue 1, Feb. 2009, 2777-2784. *Greenhouse Gas Control Technologies 9, Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9)*, 16–20 November 2008, Washington DC, USA.
 - Nooner S. L., Eiken O., Hermanrud C., Sasagawa G. S., Stenvold T. and Zumberge M. A., 2007 : Constraints on the *in situ* density of CO₂ within the Utsira Formation from time-lapse seafloor gravity measurements. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 198–214.
 - Singh V., Cavanagh A., Hansen H., Nazarian B., Iding M. & Ringrose P., 2010 : Reservoir modeling of CO₂ plume behaviour calibrated against monitoring data from Sleipner, Norway. SPE 134891, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.
 - Torp T. A., Gale J., 2004 : Demonstrating storage of CO₂ in geological reservoirs: The Sleipner and SACS projects. *Energy*, Vol. 29, Issues 9-10, July-August 2004, 1361-1369.
 - Torp T. A. et Brown K. R., 2005 : CO₂ underground storage costs as experienced at Sleipner and Weyburn. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, 5 September 2004, Vancouver, Canada 2005, 531-538.
 - Wright I, Ringrose P, Mathieson A, Eiken O., 2009 : An Overview of Active Large-Scale CO₂ Storage Projects. SPE 127096, presented at the SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, 2-4 November 2009.